

Министерство образования и науки Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

И. В. Давиденко

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ
ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТРАДИЦИОННЫХ
ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ

Учебно-методическое пособие

Екатеринбург
УрФУ
2015

УДК 621.314.222.6 (075.8)

ББК 31.261.8 я73

Д13

Рецензенты: заведующий кафедрой электрификации горных предприятий д-р техн. наук, ст. научн. сотр. *А. Л. Карякин* (Уральский государственный горный университет); д-р экон. наук, канд. физ.-мат. наук, проф. *В. А. Антропов* (Уральский государственный университет путей сообщения)

Давиденко, И. В.

Д13 Оценка технического состояния силовых трансформаторов по результатам традиционных испытаний и измерений : учебно-методическое пособие / И. В. Давиденко. — Екатеринбург : УрФУ, 2015. — 96 с.

ISBN 978-5-321-02466-9

Данное учебное пособие предназначено для проведения практических, лабораторных, самостоятельных занятий бакалавров по направлению 13.03.02 — Электроэнергетика и электротехника, магистров по направлению 13.04.02 — Электроэнергетика и электротехника и кадров высшей квалификации в аспирантуре по направлению: 13.06.01 — Электро- и теплотехника.

УДК 621.314.222.6 (075.8)

ББК 31.261.8 я73

ISBN 978-5-321-02466-9

© Уральский федеральный
университет, 2015

© Давиденко И. В., 2015

ПРЕДИСЛОВИЕ

На протяжении последнего десятка лет понимание экономической целесообразности технической диагностики электрооборудования возросло по следующим причинам: более половины парка выработало расчетный ресурс; темпы старения оборудования превышают темпы его обновления; вследствие экономии средств на техническое обслуживание, а также из-за перехода на ремонты по техническому состоянию. Эти причины характерны как для отечественной, так и для зарубежной энергетики. Качественно и своевременно проведенное диагностирование повышает объективность оценки технического состояния высоковольтного электрооборудования и, следовательно, позволяет планировать и своевременно проводить необходимые операции технического обслуживания и ремонта, что делает надежнее эксплуатацию электрооборудования, продлевает ресурс его работы, экономит средства, снижает риски ущербов. Между тем, на предприятиях энергетики существует ощутимый дефицит квалифицированных специалистов в области технической диагностики по ряду причин:

- при реформировании отрасли энергетики произошло неизбежное распыление кадровых ресурсов по новым организационным структурам, а также нарушение системы повышения квалификации персонала;
- при естественной смене поколений образовался разрыв в передаче опыта между поколениями из-за того, что при

реформировании отрасли был взят резкий курс на обновление кадров и утерян процесс наставничества;

- новое поколение тяготеет к информационным технологиям и хуже знает физику процессов объекта диагностирования.

Вышесказанное обусловило появление в последнее время курсов, посвященных технической диагностике, на электротехнических факультетах ведущих университетов страны и институтов повышения квалификации.

В данном пособии приведены основные методы диагностирования одного из самых ответственных и дорогих видов электрооборудования — силового трансформатора:

- хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле;
- физико-химический анализ масла;
- оценка диэлектрических характеристик твердой изоляции;
- опыт холостого хода на пониженном напряжении;
- оценка активных сопротивлений обмоток на постоянном токе.

Пособие содержит алгоритмы проведения анализа результатов перечисленных выше измерений, а также примеры, иллюстрирующие их применение. Кроме того, приведены особенности проведения самих испытаний и измерений, а также правила проверки достоверности их результатов.

В пособии приведены 20 вариантов заданий для оценки технического состояния силовых трансформаторов 35–220 кВ. В ходе выполнения заданий студенты должны приобрести навыки оценки технического состояния силовых трансформаторов на основе испытаний и измерений, проводимых при эксплуатации оборудования, согласно РД 34.45–51.300–97 и РД 153–34.0–46.302–00.

ВВЕДЕНИЕ

Надежность оборудования высокого напряжения в значительной мере определяется работоспособностью изоляции. Основной объем диагностических операций относится к контролю параметров изоляционных конструкций. Процессы старения изоляции, вызванные химическими, тепловыми, механическими и электрическими воздействиями, а также зарождение и развитие дефектов связаны с изменением характеристик как отдельных компонентов изоляции, так и конструкции в целом. В качестве изоляции в маслонаполненном оборудовании используются твердые (главным образом целлюлоза) и жидкие (трансформаторное масло) материалы.

Масло в высоковольтных изоляционных конструкциях играет двоякую роль. С одной стороны, оно является одной из изолирующих компонент, а с другой — охлаждающей средой, контактирующей со всеми внутренними конструктивными элементами оборудования. Поэтому контроль физико-химических характеристик масла позволяет определить его собственную работоспособность, состояние твердой изоляции, а также состояние меди и железа; по сути масло является информационной средой.

1. АНАЛИЗ РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ

Анализ растворенных в масле газов (АРГ) является одним из наиболее информативных методов анализа, который позволяет обнаружить развитие дефектов на ранней стадии, вы-

являет широкий спектр дефектов и проводится без отключения трансформатора из работы. Именно поэтому контроль технического состояния трансформатора основан на АРГ, который проводится чаще, чем иные виды измерений (один раз в полгода). Если по результатам АРГ впервые диагностируют развитие дефекта в трансформаторе, то его ставят на учащенный контроль. Далее, если из результатов учащенного АРГ следует дальнейшее развитие дефекта, то по характеру дефекта и скорости его развития назначают другие методы диагностирования. На основании оценки технического состояния по совокупности всех проведенных видов измерений принимается решение о дальнейшей эксплуатации трансформатора и необходимых операциях технического обслуживания. При диагностировании по результатам АРГ электрической дуги и подтверждении развития дефекта трансформатор выводят из работы без проведения дополнительного обследования.

АРГ включает несколько этапов:

- отбор пробы масла в маслоотборное устройство (шприц);
- транспортировка и правильное хранение пробы;
- выделение растворенных газов по специальной методике;
- определение содержания газов в газовом анализаторе;
- идентификация дефекта по составу газов, скорости их роста.

Первым этапом АРГ является выделение газов из масла. Наиболее распространен метод равновесного выделения газов в шприце. Для чего в шприц вместимостью 20 мл набирают масло и газ-носитель (гелий или аргон) в определенных, установленных принятой методикой соотношениях, затем полученную смесь барботируют. При этом происходит процесс газообмена, и часть газов из масла переходит в газ в соответствии с известными коэффициентами растворимости. Полученная смесь газа-носителя и газов, растворенных в масле, анализируется на количественный состав в специальных приборах. Наиболее распространенным является определение АРГ на хроматографах. Для целей диагностирования в настоящее время в эксплуатации чаще всего по результатам АРГ определяются концен-

трации следующих газов, растворенных в масле: водород (H_2), метан (CH_4), ацетилен (C_2H_2), этилен (C_2H_4), этан (C_2H_6), окись углерода (CO), двуокись углерода (CO_2).

У нормально работающих трансформаторов существует «естественный фон» газов, который называют «граничными концентрациями». Такой фон у каждого аппарата индивидуален и зависит от конструкции, вида защиты масла, марки масла, системы охлаждения, температурного режима, напряжения, мощности и т. д. Кроме того, с ростом срока эксплуатации трансформатора концентрации газов накапливаются. Статистическая обработка таких фонов нормально работающих трансформаторов позволяет получить «граничные концентрации» по типам оборудования, номинального напряжения и т. д.

Процесс постановки оценки технического состояния трансформатора по результатам АРГ можно разделить на два этапа:

- обнаружение развивающегося дефекта;
- идентификация характера дефекта.

1.1. Первый этап — обнаружение развивающегося дефекта

Развитие дефектов активной части чаще всего связано с возникновением очагов местного нагрева или очагов местных электрических разрядов, под воздействием которых масло и другие материалы начинают разлагаться с выделением различных газов. В начальной стадии развития дефектов количество выделяющихся газов невелико и не превышает уровня растворимости их в масле. Они длительное время могут сохраняться в масле.

Критерий первого этапа базируется на обнаружении выхода значения контролируемого параметра и его тренда за регламентируемый диапазон.

Регламентируемые значения концентраций газов и скоростей их роста приведены в таблице 1 [1].

Относительная скорость нарастания i -го газа в месяц, %/мес., определяется по формуле

$$V_{i \text{ отнс}} = \frac{100 \cdot 30 \cdot (K_{di \text{ тек}} - K_{di \text{ пред}})}{K_{di \text{ пред}} \cdot (D_{i \text{ тек}} - D_{i \text{ пред}})}, \quad (1)$$

где $K_{di \text{ тек}}$, $K_{di \text{ пред}}$ — последовательно измеренные концентрации i -го газа (текущая и предыдущая);

$D_{i \text{ тек}}$ — $D_{i \text{ пред}}$ — промежуток времени (число дней) между двумя последовательными отборами пробы масла.

При первом обнаружении значений концентраций газов диагностируемого трансформатора выше регламентируемых значений целесообразно наблюдать его с учащенной периодичностью. Далее, для подкрепления вывода необходимо провести анализ динамики АРГ, сравнивая относительные скорости нарастания концентраций газов с их допустимым (граничным) значением.

Таблица 1

Нормативные граничные значения по АРГ

Класс напряжения, кВ	Вид защиты масла	Концентрации газов, объемные %				
		H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
110	свободное дыхание	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005
220	азотная	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005
220	пленочная	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005
220	свободное дыхание	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005
Класс напряжения, кВ	Вид защиты масла	Концентрации газов, объемные %				Скорость роста объем %/мес
		CO	CO	CO ₂	CO ₂	
срок эксплуатации, лет		до 10	более 10	до 10	более 10	
110	свободное дыхание	0,06	0,06	0,6	0,8	

Окончание табл. 1

Класс напряжения, кВ	Вид защиты масла	Концентрации газов, объемные %				Скорость роста объема %/мес
		CO	CO	CO ₂	CO ₂	
срок эксплуатации, лет		до 10	более 10	до 10	более 10	
220	азотная	0,05	0,05	0,2	0,4	10
220	пленочная	0,05	0,05	0,2	0,4	10
220	свободное дыхание	0,06	0,06	0,6	0,8	10

Согласно международному стандарту [2], применять критерии допустимого значения скорости нарастания газов рекомендуется, если предыдущая концентрация газа была больше чувствительности хроматографа не менее чем в 2 раза. Пороги обнаружения газов хроматографом типа «Кристалл» приведены в таблице 2. Убедившись в наличии в рассматриваемом трансформаторе развивающегося дефекта, следует перейти к идентификации его характера.

Таблица 2

Пороги обнаружения газов хроматографов типа «Кристалл»

Концентрации газов, объемные %						
H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
0,0005	0,0001	0,00005	0,0001	0,0001	0,0005	0,0005

Пример расчета

В таблице 3 приведены результаты АРГ силового трансформатора 110 кВ со свободным дыханием.

Таблица 3

Данные хроматографического анализа газов, растворенных
в трансформаторном масле

Даты анализа	Концентрации газов, объемные %						
	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
17.02.1996 г.	0,0004	0,3915	0,01314	0,01304	0,08995	0,00366	0,0092
11.04.1996 г.	0,0006	0,351	0,013	0,0215	0,1	0,00411	0,013
21.05.1996 г.	0,000792	0,454	0,0149	0,0248	0,1004	0,0043	0,01118

Используя данные таблицы 3, рассчитаем по формуле (1) относительные скорости нарастания *i*-го газа в месяц, %/мес. Результаты расчета представлены в таблице 4.

$$V_{H_2 \text{ отн}} = \frac{100 \cdot 30 \cdot (0,0006 - 0,0004)}{0,0004 \cdot 114} = 13,157 \% / \text{мес.}$$

$$V_{CO_2 \text{ отн}} = \frac{100 \cdot 30 \cdot (0,351 - 0,3915)}{0,3915 \cdot 114} = -2,722 \% / \text{мес.}$$

Таблица 4

Относительные скорости нарастания газов в месяц

Даты от- бора проб масла	Относительные скорости роста газов, %/мес.						
	$V_{H_2 \text{ отн}}$	$V_{CH_4 \text{ отн}}$	$V_{C_2H_6 \text{ отн}}$	$V_{C_2H_4 \text{ отн}}$	$V_{C_2H_2 \text{ отн}}$	$V_{CO \text{ отн}}$	$V_{CO_2 \text{ отн}}$
17.02.1996– 11.04.1996	13,157	17,083	10,869	2,9402	3,235	–0,2764	–2,722
11.04.1996– 21.05.1996	24	11,511	–10,5	0,3	3,467	10,961	22,008

Вывод: скорость роста концентраций H₂, CH₄, CO, CO₂ выше регламентируемых значений, что говорит о развитии дефекта электрического характера (H₂, CH₄), задевающего твердую изо-

ляцию (CO , CO_2). Кроме того, необходимо отметить, что скорости газов увеличиваются, что говорит об ускорении развития дефекта.

1.2. Второй этап диагностики — идентификация вида дефекта

Интерпретация результатов АРГ повсеместно используется для ранней диагностики дефектов, развивающихся в силовых трансформаторах. Общеизвестно, что это точный и надежный метод оценки технического состояния электрооборудования, дающий до 60–70 % информации о техническом состоянии силового трансформатора. Распознавание класса технического состояния для силовых трансформаторов может проводиться различными методами:

- графическими (диаграмма состава газов относительно газа с максимальной концентрацией, предложенная японскими учеными [3], треугольник Даля [4], прямоугольники Доренбурга [5], параллелепипеды Кудерка [6]);
- аналитическими (соотношения пар газов Роджерса [7], Доренбурга [8], МЭК 60599 [2], выделению характерного, основного и дополнительных газов по методу Байера [9] и другие);
- с применением нейронных сетей [10].

Аналитические и большинство графических методов [4; 5; 6] имеют существенный недостаток — ситуации не диагностируемых состояний. Эта проблема решается при переходе к интерпретации результатов АРГ графическими методами [9] или с помощью нейронной сети. Необходимо отметить, что нейронная сеть сложна в реализации и настройке, а достоверность принимаемых решений зависит от объема и качества обучающих примеров, которых обычно бывает недостаточно (так как повреждения маслонаполненного оборудования — относительно редкое явление). Кроме того, процесс принятия решения нейронной сетью скрыт от пользователя и не обладает наглядностью.

Ниже мы рассмотрим зарубежные методы интерпретации АРГ [7; 3], вошедшие в отечественный нормативный документ [1] и метод Байера [9].

Переходить к этапу идентификации дефекта по данным АРГ можно только, если на этапе оценки величин концентраций газов обнаружен развивающийся дефект.

1.2.1. Интерпретация АРГ по отношению пар газов

Критерий отношений пар газов [7] давно используется не только в отечественной [1], но и в зарубежной практике [2].

В таблице 5 приведены отношения газов для различных повреждений трансформатора.

Таблица 5

Определение характера дефекта трансформатора
по отношениям характерных газов

Отношения характерных газов			Характер прогнозируемого дефекта
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
<0,1	0,1–1	≤ 1	Нормальное состояние
<0,1	<0,1	≤ 1	ЧР с низкой плотностью энергии
0,1–3	<0,1	≤ 1	ЧР с высокой плотностью энергии
>0,1	0,1–1	≥ 1	Разряды малой мощности
0,1–3	0,1–1	≥ 3	Разряды большой мощности
<0,1	0,1–1	1–3	Термический дефект низкой температуры (до 150 °С)
<0,1	≥ 1	≤ 1	Термический дефект в диапазоне температур (150–300 °С)
<0,1	≥ 1	1–3	Термический дефект в диапазоне температур (300–700 °С)
<0,1	≥ 1	≥ 3	Термический дефект с высокой температурой (свыше 700 °С)

Дополнительно используется отношение окислов углерода CO_2/CO :

- если $\text{CO}_2/\text{CO} = 5-13$, то прогнозируется нормальная работа трансформатора;
- если $\text{CO}_2/\text{CO} < 5$, то прогнозируется дефект твердой изоляции электрического характера;
- если $\text{CO}_2/\text{CO} > 13$, то прогнозируется дефект твердой изоляции термического характера. CO_2 и CO образуются в масле трансформатора при нормальных рабочих температурах в результате естественного старения изоляции.

Существует ограничение использование метода: концентрации газов, входящих в отношения пар газов, должны быть больше порогов обнаружения газов хроматографом.

Пример использования метода

По данным АРГ от 21.05.1996 г. из таблицы 3, получены отношения пар газов, показанные в таблице 6. Пользуясь отношениями газов таблицы 5, определяем, что полученные значения отношений пар газов соответствуют «термическому дефекту с высокой температурой (свыше 700°C)».

Таблица 6

Интерпретация АРГ по отношениям характерных пар газов

Отношения характерных газов			Характер прогнозируемого дефекта
$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$	$\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$	
0,043	31,31	8,99	Термический дефект с высокой температурой (свыше 700°C)

Соотношение CO_2/CO рассматриваемого примера равно 30,47, следовательно, высокотемпературный термический дефект вызывает разложение твердой изоляции, возможно находится в бумаге или вблизи нее.

1.2.2. Интерпретация АРГ по диаграмме состава газов

Метод определения характера дефекта по диаграмме состава газов относительно максимальной концентрации предложен японскими учеными [3]. Он успешно используется в нормативных документах РФ [1] и Украины [11].

Повреждение диагностируется по диаграмме, изображающей концентрации пяти газов в долях от концентрации газа, содержание которого в смеси наибольшее. Отметим значения полученных отношений газов точками напротив соответствующих газов. Затем, соединив точки прямыми, получим диаграмму, соответствующую состоянию диагностируемого трансформатора, как показано сплошной линией на рис. 1.

Сравнивая полученную диаграмму с диаграммами типовых дефектов, определяют класс технического состояния диагностируемого объекта. Разработано 13 типовых диаграмм для идентификации 10 видов дефектов силовых трансформаторов, которые приведены в таблице 7. Преимущества этого метода:

- можно распознавать больше дефектов, чем другими известными методами;
- отсутствуют нераспознаваемые технические состояния трансформаторов.

Таблица 7

Идентификация дефекта силовых трансформаторов

№	Название графического образа дефекта РД 153–34.0–46.302–00	Диаграмма дефекта РД
1	ЧР с низкой плотностью энергии, основной газ — H_2	

Продолжение табл. 7

№	Название графического образа дефекта РД 153–34.0–46.302–00	Диаграмма дефекта РД												
2	Дефекты, вызванные раз- рядами малой мощности, основной газ — H ₂	<table><tr><th>Газ</th><th>Относительная концентрация</th></tr><tr><td>H2</td><td>1.0</td></tr><tr><td>CH4</td><td>0.45</td></tr><tr><td>C2H6</td><td>0.2</td></tr><tr><td>C2H4</td><td>0.25</td></tr><tr><td>C2H2</td><td>0.3</td></tr></table>	Газ	Относительная концентрация	H2	1.0	CH4	0.45	C2H6	0.2	C2H4	0.25	C2H2	0.3
Газ	Относительная концентрация													
H2	1.0													
CH4	0.45													
C2H6	0.2													
C2H4	0.25													
C2H2	0.3													
3	Дефект термического ха- рактера в диапазоне сред- них температур, основ- ной газ — CH ₄	<table><tr><th>Газ</th><th>Относительная концентрация</th></tr><tr><td>H2</td><td>0.5</td></tr><tr><td>CH4</td><td>1.0</td></tr><tr><td>C2H6</td><td>0.35</td></tr><tr><td>C2H4</td><td>0.5</td></tr><tr><td>C2H2</td><td>0.0</td></tr></table>	Газ	Относительная концентрация	H2	0.5	CH4	1.0	C2H6	0.35	C2H4	0.5	C2H2	0.0
Газ	Относительная концентрация													
H2	0.5													
CH4	1.0													
C2H6	0.35													
C2H4	0.5													
C2H2	0.0													
4	Дефекты, вызванные ду- гой, основной газ — H ₂	<table><tr><th>Газ</th><th>Относительная концентрация</th></tr><tr><td>H2</td><td>1.0</td></tr><tr><td>CH4</td><td>0.25</td></tr><tr><td>C2H6</td><td>0.05</td></tr><tr><td>C2H4</td><td>0.4</td></tr><tr><td>C2H2</td><td>0.75</td></tr></table>	Газ	Относительная концентрация	H2	1.0	CH4	0.25	C2H6	0.05	C2H4	0.4	C2H2	0.75
Газ	Относительная концентрация													
H2	1.0													
CH4	0.25													
C2H6	0.05													
C2H4	0.4													
C2H2	0.75													
5	Дефекты, вызванные иск- рением, основной газ — H ₂	<table><tr><th>Газ</th><th>Относительная концентрация</th></tr><tr><td>H2</td><td>1.0</td></tr><tr><td>CH4</td><td>0.5</td></tr><tr><td>C2H6</td><td>0.2</td></tr><tr><td>C2H4</td><td>0.6</td></tr><tr><td>C2H2</td><td>0.4</td></tr></table>	Газ	Относительная концентрация	H2	1.0	CH4	0.5	C2H6	0.2	C2H4	0.6	C2H2	0.4
Газ	Относительная концентрация													
H2	1.0													
CH4	0.5													
C2H6	0.2													
C2H4	0.6													
C2H2	0.4													
6	Дефекты, вызванные ду- гой, основной газ — C ₂ H ₂	<table><tr><th>Газ</th><th>Относительная концентрация</th></tr><tr><td>H2</td><td>0.75</td></tr><tr><td>CH4</td><td>0.25</td></tr><tr><td>C2H6</td><td>0.15</td></tr><tr><td>C2H4</td><td>0.2</td></tr><tr><td>C2H2</td><td>1.0</td></tr></table>	Газ	Относительная концентрация	H2	0.75	CH4	0.25	C2H6	0.15	C2H4	0.2	C2H2	1.0
Газ	Относительная концентрация													
H2	0.75													
CH4	0.25													
C2H6	0.15													
C2H4	0.2													
C2H2	1.0													

Окончание табл. 7

№	Название графического образа дефекта РД 153–34.0–46.302–00	Диаграмма дефекта РД
7	Дефект термического характера в диапазоне высоких температур, основной газ — C_2H_4	
8	Высокотемпературный нагрев, переходящий в дугу, основной газ — C_2H_4	
9	Дефект термического характера в диапазоне средних температур, основной газ — CH_4	
10	Дефект термического характера, переходящий в ЧР, основной газ — CH_4	

Пример использования графического метода интерпретации АРГ

В таблице 6 приведены данные АРГ от 17.02.96 г. диагностического трансформатора. Определяем газ с максимальной концентрацией (это C_2H_4) и находим отношения концентраций газов к C_2H_4 . Результаты расчета приведены в таблице 8.

Таблица 8

Концентрации газов в процентах от концентрации газа, содержание которого в пробе масла наибольшее

Даты анализа	Концентрации газов, объемные %				
	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_2	C_2H_6
17.02.1996 г.	0,0004	0,01304	0,08995	0,00366	0,0092
	Отношение концентрации газов к максимальной концентрации газа				
17.02.1996 г.	0,04	0,11	0,2	1	0,003

По полученным отношениям строим диаграмму состава газов (сплошная линия на рис. 1) и подбираем наиболее похожий на нее образ дефекта из таблицы 7. Наиболее близким оказался образ дефекта, показанный на рисунке пунктирной линией: дефект термического характера в диапазоне высоких температур, основной газ — C_2H_4 .

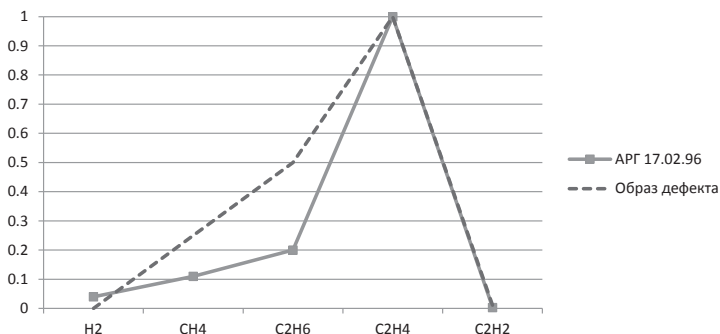


Рис. 1. Пример идентификации дефекта по диаграмме состава газов

1.2.3. Интерпретация АРГ по ансамблю характерных газов

Хорошим дополнением к предыдущему методу распознавания является распознавание вида дефекта по ансамблю газов [9], превышающих свои граничные значения (табл. 7). Этот метод, в отличие от приведенных выше, может применяться для интерпретации АРГ высоковольтных вводов, трансформаторов тока и напряжения (при использовании граничных значений этих видов оборудования).

Условные обозначения, применяемые в таблице:

А — основной газ для данного дефекта, при $\max(K_{i\text{отн}})$ или при $K_{\text{CO}_2\text{отн}} > 1$;

Б — характерный газ с высоким содержанием, при $K_{i\text{отн}} \geq 1$;

В — характерный газ с малым содержанием, при $0,1 \leq K_{i\text{отн}} < 1$;

Г — нехарактерный газ, при $K_{i\text{отн}} < 0,1$;

Д — только при высокой плотности выделяемой энергии.

Относительные концентрации газов рассчитываются по формуле:

$$K_{i\text{отн}} = \frac{K_{di\text{тек}}}{K_{igr}} \quad (2)$$

где $K_{di\text{тек}}$ — концентрация i -го газа при текущем измерении;

K_{igr} — граничная концентрация i -го газа.

Также рекомендуется построить диаграмму, которая позволяет сравнить концентрацию газов с регламентируемыми значениями [2]. Ниже приведен пример построения диаграммы и атрибуции газов по их отношениям к своим граничным значениям

Таблица 9

Характерные составы газов, для различных дефектов трансформаторов

Газ	Состав газов									
	при электрическом разряде					при нагреве				
	дуговым		искровым		частич- ном	до 300 °С		300–700 °С		более 700 °С
	масло	бумага, масло	масло	бумага, масло	масло	бумага, масло	масло	бумага, масло	масло	масло
H ₂	А	А	А	А	А	А	Г	Г	В	В
CH ₄	Б	Б	В	В	В	В	Б	Б	Б, В	Б, В
C ₂ H ₆	Г	Г	Г	Г	Г	Г	А	А	Г	Г
C ₂ H ₄	Б	Б	В	В	Г	Г	В	В	А	А
C ₂ H ₂	А	А	А	А	В, Д	В, Д	—	—	Г	Б, В
CO	Г	Б	Г	В	Г	В	Г	Б, В	Г	Г
CO ₂	Г	В	Г	В	Г	В	Г	А	Г	Г

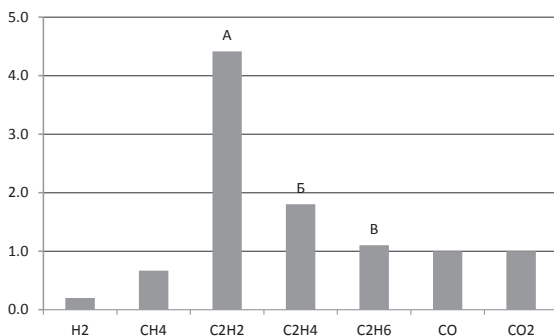


Рис. 2. Диаграмма отношений измеренных концентраций газов к своим предельно допустимым значениям

Для объективной оценки технического состояния трансформатора по данным АРГ необходимо принимать во внимание:

- результаты сравнения концентраций газов с их граничными значениями;
- результаты оценки скоростей изменения концентраций газов;
- результаты идентификации дефекта по соотношениям пар газов;
- результаты идентификации дефекта по диаграмме состава газов;
- результаты идентификации дефекта по ансамблю характерных газов;
- результаты оценки соотношения CO_2/CO .

При принятии решения о дальнейшей эксплуатации трансформатора по результатам АРГ нужно исключить причины повышения концентраций газов не связанные с развивающимися дефектами. Например, повышение нагрузки, внешние воздействия (перегрузки и перенапряжения), отключение системы охлаждения, переток масла из переключающего устройства, доливки не дегазированным маслом и т. п. С другой стороны, результаты АРГ могут быть недостоверны вследствие некачественно проведенных процедур отбора, транспортировки и хранения пробы масла, когда часть концентраций газов теряется. Снижение концентраций газов в масле происходит быстрее у газов с малой растворимостью в масле (например, у водорода). В таблице 10 приведены значения коэффициентов растворимости газов в масле при температуре 20 °С и давлении 760 мм рт. ст.

Таблица 10

Значения коэффициентов растворимости газов в масле

Названия газов						
H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
0,05	0,43	1,2	1,7	2,4	0,12	1,08

2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ МАСЛА

В первую очередь состояние изоляции трансформаторного оборудования может быть оценено путем проверки качества трансформаторного масла. Анализ характеристик масла выявляет его электрическую прочность как диэлектрика, герметичность конструкции по влагосодержанию и общему газосодержанию (для герметичных конструкций), наличие в масле продуктов старения бумажно-масляной изоляции, продуктов окисления и разложения масла и многое другое.

Периодический анализ проб масла и его физико-химический анализ (ФХА) позволяют отслеживать динамику процесса старения изоляции трансформатора в эксплуатации и своевременно принимать необходимые меры по поддержанию его работоспособности. Полученные физико-химические характеристики масла должны сравниваться с допустимыми и предельно допустимыми значениями, приведенными в [13; 14]. Для силовых трансформаторов 110 кВ и выше периодичность проведения ФХА масла — 1 раз в два года. Для силовых трансформаторов 35 кВ и ниже периодичность — 1 раз в четыре года.

В процессе эксплуатации маслонаполненного оборудования залитое в него масло под действием различных факторов изменяет свои химические и электрофизические свойства, что обычно определяют понятием «старение».

Свежее трансформаторное масло светло-желтого цвета и имеет высокие физико-химические и диэлектрические свойства. Старение масла в эксплуатации связано с его окислением. При соблюдении всех правил монтажа трансформатора и заливки масла на первом этапе процесс окисления происходит медленно. Изменения в масле обычными методами почти не обнаруживаются, но стабильность масла постепенно снижается. На втором этапе масло приобретает коричневый цвет, становит-

ся мутным, увеличивается кислотное число и зольность, появляются низкомолекулярные кислоты, которые оказывают вредное воздействие как на бумажную изоляцию, так и на металлы, ухудшаются электроизоляционные свойства масла. В результате старения продукты старения масла в виде осадка накапливаются на активных частях оборудования (обмотках и магнитопроводах), затрудняя отвод тепла от них, ускоряя старение целлюлозной изоляции и ухудшая ее электроизоляционные свойства.

Главным фактором, обуславливающим старение масла, являются окислительные превращения входящих в его состав углеводородов, смолистых и сернистых продуктов. Помимо внутренних, так сказать, «естественных», причин старения масла, сказываются и внешние причины: недостаточная очистка трансформатора при смене масла, попадание воды, неисправность контактов, наличие короткозамкнутых контуров и других причин местных перегревов и т. д.

Комплекс показателей, характеризующих качество масла, в отечественной практике включает в себя «сокращенный» и «полный» анализ. В объем сокращенного анализа входит определение следующих показателей качества масла:

- *Электрическая прочность* (пробивное напряжение в стандартном маслопробойнике) является важнейшей характеристикой для оценки работоспособности изоляции. Чистое трансформаторное масло, свободное от воды и других примесей, обладает очень высокой электрической прочностью. Наличие в масле очень небольших количеств влаги и различных примесей резко снижает его электрическую прочность.
- *Кислотное число* — количество миллиграммов едкого калия, необходимого для нейтрализации всех свободных кислот, содержащихся в 1 грамме масла. Оно характеризует степень окисления масла под воздействием эксплуатационных факторов.
- *Содержание водорастворимых кислот* (реакция водной вытяжки) — анализ проводится для определения на-

личия в масле низкомолекулярных кислот, наиболее агрессивных, вызывающих коррозию металлов и старение изоляции. Наличие низкомолекулярных кислот свидетельствует о достаточно глубоком разложении масла. Низкомолекулярные кислоты растворяются в воде, и их определение проводят титрованием водной вытяжки из масла. (Количество мг едкого калия, необходимого для нейтрализации водорастворимых кислот, содержащихся в 1 грамме масла).

- *Температура вспышки в закрытом тигле* — температура, при которой пары масла, нагреваемого в закрытом сосуде, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Температура вспышки характеризует наличие в масле летучих веществ и легких фракций нефти. При нормальной работе оборудования температура вспышки может постепенно возрастать из-за улетучивания легких фракций, а ее снижение обусловлено, как правило, попаданием в масло бензина или другого легковоспламеняющегося вещества вследствие ошибок персонала. Температура вспышки может снижаться при развитии внутри оборудования крекинг-процессов, обусловленных повреждениями, вызывающими местный нагрев и разложение масла (повреждение контактов, «пожар» в железе, короткозамкнутые витки и т. п.).
- *Наличие механических примесей и свободной воды* (визуально). Появление примесей в столь больших количествах свидетельствует о грубых дефектах, связанных с наличием мест истираний внутри оборудования. Появление свободной воды указывает, как правило, на нарушение герметичности оборудования.
- *Цвет масла*: свежее масло имеет, как правило, светло-желтый цвет, а его темный цвет указывает на недостаточно хорошую очистку или загрязнение масла при транспортировке. Потемнение масла в процессе эксплуатации

может служить для ориентировочной оценки степени его старения или возможного перегрева.

Считается, что при нормальной работе оборудования, когда показатели качества масла далеки от предельно допустимых значений и нет ухудшения характеристик твердой изоляции, сокращенного анализа достаточно для оперативной оценки состояния масла и краткосрочного прогнозирования срока его службы.

Полный анализ масла, кроме определения показателей сокращенного анализа, включает определение следующих характеристик:

- *Тангенс угла диэлектрических потерь масла.* Как правило, измерения проводятся при температуре 90°C , а при необходимости — при нескольких значениях температуры (например, 20 , 50 и 70°C). При частоте 50 Гц $\text{tg}\delta$ масла практически определяется только проводимостью, т. е. на изменение $\text{tg}\delta$ масла главным образом влияют те виды загрязнения, которые повышают его электропроводность. К таким загрязнениям относятся коллоидные образования, растворимые металлоорганические соединения (мыла), смолистые вещества, которые образуются при старении масла в результате реакций окислительной конденсации и полимеризации. Определение $\text{tg}\delta$ позволяет выявлять изменения свойств масла даже при очень малой степени загрязнения, которые не могут быть определены химическими методами. Кроме этого, по характеру температурной зависимости $\text{tg}\delta$ можно оценить вид загрязнения.
- *Количественное содержание механических примесей.* При анализе определяется количество частиц и распределение их по размерным диапазонам. Эти сведения позволяют более точно оценить степень опасности загрязнения масла.
- *Количественное содержание воды.* Анализ позволяет более точно оценить и прогнозировать диэлектрические свойства масла. Вода в масле может находиться в следующих основных состояниях: связанная, растворенная, эмульгированная, свободная, осажденная. Связанная вода находится в масле в сольватированной форме. Содержание свя-

занной воды определяется фракционным составом масла и примесей, которые остаются в масле при его изготовлении или образуются в результате старения масла. Растворенная вода представляет собой истинный раствор, т. е. молекулы воды располагаются между молекулами масла. Растворимость воды в масле очень мала и составляет при обычных условиях 15–30 г/т. Главными факторами, от которых зависит растворимость воды в масле, являются: температура, исходный химический состав и степень старения масла. Чем выше температура масла, тем больше воды растворяется в нем. При снижении температуры масла растворимость воды снижается, и освободившиеся молекулы воды сливаются в мельчайшие (от единиц до десятков микрон) капли, образуя эмульсию. Появление эмульгированной воды приводит к резкому ухудшению диэлектрических свойств масла, и в первую очередь, к снижению электрической прочности изоляционной конструкции в целом. По мере увеличения количества водной эмульсии мелкие капли воды сливаются в более крупные, которые под действием силы тяжести опускаются на дно аппарата, так как удельный вес воды больше, чем удельный вес масла. Возможно также прямое попадание воды внутрь оборудования при нарушении герметичности. Свободная вода, осевшая на дне, не влияет на снижение электрической прочности масла, но при определенных условиях может перейти в растворимое и эмульгированное состояние либо в находящиеся поблизости изоляционные материалы, что недопустимо.

- *Общее газосодержание масла.* При анализе определяется количество растворенного в масле воздуха (кислород и азот), что актуально для герметизированного оборудования, которое заполняется дегазированным маслом для замедления процессов окисления масла и старения изоляции. Повышенное газосодержание свидетельствует о нарушении герметизирующих узлов системы защиты масла.

- *Наличие растворенного шлама (потенциального осадка).* Определяется наличие растворенных в масле продуктов глубокого старения, которые в дальнейшем способны выпадать в виде осадка на элементах активных частей электрооборудования. Обладая высокой агрессивностью и плохой теплопроводностью, продукты старения, выпадающие в осадок, в первую очередь оказывают негативное влияние на целлюлозную изоляцию.
- *Содержание антиокислительной присадки.* Для резкого замедления окислительных процессов в масле при эксплуатации оборудования в масло на стадии изготовления вводится антиокислительная присадка (агидол-1 или ионол). Со временем под действием окислительных процессов содержание присадки в масле снижается, что характеризует остаточный срок службы масла. При снижении содержания присадки до критического уровня ее антиокислительные свойства утрачиваются, и более того, она может стать катализатором окислительных процессов в масле.
- *Стабильность против окисления.* Проводятся ускоренные испытания масла на стойкость к окислению под действием комплекса факторов (повышенная температура, наличие катализаторов, повышенная концентрация окислителя). Поскольку при этих испытаниях определяется комплекс показателей, характеризующих степень старения масла, то этот метод дает наиболее полное представление о сроке службы масла.

Перечисленные методы оценки состояния масла в эксплуатации являются общепринятыми и рекомендованы основополагающими нормативными документами [12; 13]. Наряду с ними в последнее время в отечественной и зарубежной практике для оценки степени старения масла используется ряд других методов:

- *Измерение поверхностного натяжения* на границе раздела фаз между маслом и водой с помощью платинового кольца. При этом измеряется сила, требующаяся для

того, чтобы вытащить кольцо, находящееся на границе раздела «масло — вода». Эта сила зависит от количества поверхностно-активных полярных веществ, которые появляются при старении масла из-за образования омыленных веществ (карбонидные группы, сложные эфиры и т. п.). Для свежих масел величина поверхностного натяжения превышает $40 \cdot 10^{-3}$ н/м и уменьшается при старении до $10 \cdot 10^{-3}$ н/м. При значениях величины поверхностного натяжения ниже 25×10^{-3} н/м резко возрастает вероятность выпадения шлама, а при значениях $(12-10)10^{-3}$ н/м вероятность выпадения шлама близка к 100 %.

- *ИК-спектроскопия масла.* Заключается в измерении степени поглощения инфракрасного излучения при прохождении через слой масла. Установлено, что при наличии продуктов старения в масле возрастает поглощение на длине волны 1700 см^{-1} . Сравнительные испытания показали, что результаты ИК-спектроскопии хорошо коррелируются с испытаниями масла на стабильность против окисления.
- *Измерение мутности масла.* Используется эффект уменьшения светового потока, проходящего через коллоидно-дисперсную среду. Характеристикой способности системы к рассеянию света является мутность. Измерения проводятся на длине волны 490 нм при температуре 20°C . Для свежих масел значения величины мутности не превышают $(10-12) \text{ м}^{-1}$. Процесс старения масла в результате окислительных процессов сопровождается образованием коллоидных частиц и ростом их размеров. При достижении частицами размеров порядка 100 значение величины мутности может составлять 40 м^{-1} и более.
- *Измерение удельного объемного сопротивления масла.* Удельное объемное электрическое сопротивление масла является чувствительным индикатором, реагирующим на появление в нем продуктов старения (полярных сое-

динений, мыл, смол, коллоидов, шлама, воды). Критерием оценки состояния масла являются как абсолютное значение удельного объемного сопротивления, так и характер температурной зависимости в интервале 20–90 °С.

Значения, регламентирующие показатели физико-химических и диэлектрических свойств как вновь заливаемого, так и эксплуатируемого трансформаторного масла, приведены в отечественных документах [12; 13]. Для оценки технического состояния масла в эксплуатации используются допустимые и предельно допустимые значения (ДЗ и ПДЗ), приведенные в таблице 11.

Таблица 11

Критерии оценки физико-химических показателей трансформаторного масла в эксплуатации

Уровень значений	H ₂ O, г/т	Упр, кВ	КОН, мгКОН/г	РВВ, мгКОН/г	Мех. примеси, г/т	Т вкл, град	Изменен. Т вкл, град	Tg DmB 90t, %	Tg DmB 70t, %	Антиокислительная присадка, %	Растворимый шлам, %	Фурановые соединения, %	Газосодерж. объем. %
	класс напряжения — 35 кВ, негерметичное оборудование												
ДЗ	30	25	0,1	0,014	32	125	5	12	8	0,1	0,005	0,0015	—
ПДЗ	30	25	0,25	0,014	32	125	5	15	10	0,1	0,005	0,0015	—
	класс напряжения — 110 кВ, негерметичное оборудование												
ДЗ	30	40	0,1	0,014	32	125	5	12	8	0,1	0,005	0,0015	—
ПДЗ	30	35	0,25	0,014	32	125	5	15	10	0,1	0,005	0,0015	—
	класс напряжения — 220 кВ, негерметичное оборудование												
ДЗ	30	50	0,1	0,014	32	125	5	8	5	0,1	0,005	0,0015	—
ПДЗ	30	45	0,25	0,014	32	125	5	10	7	0,1	0,005	0,0015	—
	класс напряжения — 220–500 кВ, герметичное оборудование												
ДЗ	15	50	0,1	0,014	32	125	5	8	5	0,1	0,005	0,0015	2
ПДЗ	25	45	0,25	0,014	32	125	5	10	7	0,1	0,005	0,0015	4

Особенностью оценки ФХА масла является то, что критерии таблицы 11 позволяют оценить состояние маслonaполненного оборудования и выделить три области эксплуатации масла:

- область нормального состояния масла, когда техническое состояние масла гарантирует надежную работу электрооборудования и показатели качества масла лучше его допустимых значений;
- область «риска», когда ухудшение даже одного показателя качества масла хуже допустимого значения и в дальнейшем приводит к снижению надежной работы оборудования. В этом случае необходимо назначить учащенный контроль по этому показателю и связанным с ним показателям качества масла. Кроме того, нужно планировать соответствующие эксплуатационные мероприятия по восстановлению качества масла;
- область «дефекта», когда ухудшение одного из показателей качества масла хуже предельно допустимого значения. В этом случае в сжатые сроки необходимо провести учащенный и расширенный контроль состояния масла для прогнозирования его срока службы или принятия специальных мер по восстановлению его эксплуатационных свойств или его замены.

Необходимые эксплуатационные мероприятия назначаются с учетом характера дефекта (увлажнение, загрязнение, окисление и т. п.) и степени его развития (зона риска и зона дефекта).

Основными способами сохранения эксплуатационных свойств масла являются:

- непрерывная регенерация адсорбентами масла с использованием адсорбционных и термосифонных фильтров;
- обеспечение герметичности оборудования и правильная эксплуатация воздухоосушительных фильтров;
- применение специальных средств защиты масла от окисления и загрязнения (пленочная или азотная защита) или полная герметизация электрооборудования;

- поддержание необходимой концентрации антиокислительной присадки ионов (агидол);
- эффективное охлаждение масла.

3. ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТВЕРДОЙ ИЗОЛЯЦИИ

В процессе старения изоляционной системы снижается ее электрическая прочность вследствие загрязнения изоляционных промежутков и поверхности изоляции, в первую очередь, из-за выделения из масла шлама и отложения его в масляных промежутках, в стыках и на поверхности изоляционных деталей. Это может существенно снизить электрическую прочность при воздействиях коммутационных импульсов, а также при рабочем напряжении, особенно, если шлам отлагается на лакированных деталях и дополнительно увлажняется.

Измерения диэлектрических характеристик твердой изоляции являются достаточно информативными параметрами при диагностике оборудования с бумажно-масляной изоляцией. С помощью этих измерений можно диагностировать:

- загрязнение, увлажнение изоляции, местное разрушение разрядами;
- пересыхание изоляции, ее дефекты и старение;
- ухудшение характеристик масла.

3.1. Дефекты, выявляемые с помощью диэлектрических характеристик твердой изоляции

Оценка технического состояния твердой изоляции производится по ниже перечисленным диэлектрическим характеристикам твердой изоляции:

- сопротивление изоляции связано на ранних стадиях разрушения изоляции с увлажнением, пересыханием изоляции (увеличением активной проводимости), а на более

поздних стадиях — с пробоем части изоляции. Сопротивление изоляции измеряется с разной длительностью — 60 и 15 секунд (R_{60} и R_{15});

- коэффициент абсорбции (отношение R_{60}/R_{15}) — характеризует изменение диэлектрической проницаемости, влажности, повреждения части изоляции;
- емкость изоляции (C) — характеризует изменение диэлектрической проницаемости, влажности, повреждения части изоляции; изменение емкости связано, как правило, с зарождением и развитием дефектов;
- тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) — является наиболее чувствительной характеристикой: на величину влияют появление в изоляции полярных продуктов, осадков, локальных участков с повышенной проводимостью, местные ионизационные процессы и др. О возможном загрязнении изоляции может свидетельствовать наличие значительного количества растворенного в масле шлама, а также другие показатели, свидетельствующие о старении масла и источниках его загрязнения. Увеличение тангенса диэлектрических потерь изоляции может быть вызвано длительно протекающими частичными разрядами небольшой интенсивности. Эта характеристика зависит от увлажнения изоляции, от свойств залитого масла, соотношения объемов масла и твердой изоляции, температуры измерения и т. д. Множество факторов, влияющих на тангенс угла диэлектрических потерь, делает эту характеристику «размытой», и она, в основном, служит для оценки динамики изменения изоляционной характеристики.

В зависимости от типа обмоток трансформатора измерения производятся по разным схемам. При проведении самих измерений необходимо соблюдать следующую технологию их проведения.

Для трансформаторов класса напряжения 110–500 кВ измерение характеристик изоляции производить при температуре,

при которой производились измерения на заводе-изготовителе, указанной в паспорте конкретного трансформатора.

Характеристики изоляции R_{60} и $\text{tg}\delta$ необходимо измерять для трансформаторов мощностью до 80 МВА и напряжением до 150 кВ; измерения проводят при температуре не ниже $+10^\circ\text{C}$. Для более мощных трансформаторов перед измерениями их нагревают до температуры заводских испытаний ($\pm 5^\circ\text{C}$), указанной в паспорте трансформатора.

Температура изоляции определяется по формуле:

$$t_x = \frac{R_x}{R_0} \cdot (235 + t_0) - 235, \quad (3)$$

где t_x — определяемая температура изоляции обмотки,

R_x — измеренное значение сопротивления обмотки постоянному току при температуре t_x ,

R_0 — сопротивление обмотки постоянному току, измеренное на предприятии, т. е. паспортное значение,

t_0 — температура изоляции, при которой на заводе-изготовителе проводилось измерение.

3.2. Критерии оценки характеристик изоляции

Полученные значения R_{60} и $\text{tg}\delta$ изоляции, приведенные к условиям паспортных измерений, не должны отличаться от паспортных в сторону ухудшения более чем на 50 % [12]. Измеренные значения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции при температуре 20°C и выше, не превышающие 1 %, считаются удовлетворительными, и их сравнение с исходными значениями не требуется. Сопротивление изоляции трансформаторов классов напряжения 35 кВ и ниже в эксплуатации не должно быть менее 300 МОм при температуре 20°C [12].

При ухудшении характеристик изоляции более чем на 50 % необходимо выяснить причины их снижения. По предыдущим замерам отследить наличие тенденции ухудшения характеристик изоляции R_{60} и $\text{tg}\delta$, коэффициента абсорбции R_{60}/R_{15} . Для сравне-

ния характеристики изоляции должны быть приведены к условиям паспортных измерений. Снижение характеристик изоляции на 50 % и более, если это связано с опасным увлажнением, требует комплексной оценки состояния изоляции трансформатора, включая рассмотрение показателей масла и оценку на влагосодержание и степень полимеризации образцов твердой изоляции.

В эксплуатации опытные специалисты (эксперты) дополнительно учитывают «зону риска», равную снижению характеристик на 30 %. Если трансформатор попадает в эту зону риска, его ставят на усиленный контроль с учетом периодичности. Экспертная оценка опасного ухудшения емкости изоляции — более 20 % от паспортных значений, а ухудшения коэффициента абсорбции — более 30 % от паспортных значений. Для оценки емкости и коэффициента абсорбции пользуемся критериями экспертов, так как руководящий документ [14] не содержит указаний на их оценку.

3.3. Расчет приведения характеристик изоляции по температуре и тангенсу масла и их изменений

Для того чтобы проанализировать и сравнить изоляционные характеристики, полученные при эксплуатационных испытаниях, с заводскими, необходимо выполнить приведение характеристик по температуре и тангенсу масла. Приведенный ниже расчет дан согласно [15].

Сопrotивления изоляции эксплуатационных измерений приводят к температуре измерения паспортного замера (заводского либо при приемо-сдаточных испытаниях) по формулам (4), (5):

$$R_{\text{прив } t} = R_{t \text{ изм}} \cdot k_2, \text{ если } t_{\text{изм}} > t_{\text{зав}}, \quad (4)$$

$$R_{\text{прив } t} = \frac{R_{t \text{ изм}}}{k_2}, \text{ если } t_{\text{изм}} < t_{\text{зав}}, \quad (5)$$

где $t_{\text{зав}}$ — известная температура паспортного замера;

$t_{\text{изм}}$ — температура измерения при эксплуатационных испытаниях;

$R_{\text{изм}}$ — сопротивление изоляции, измеренное по одной из схем, МОм;

k_2 — коэффициент для пересчета значений R_{60} , в зависимости от разности температур (таблица 12).

Таблица 12

Значения коэффициента k_2 для пересчета значений R_{60}

Разность температур ($t_{\text{зав}} - t_{\text{изм}}$) °С	k_2	Разность температур ($t_{\text{зав}} - t_{\text{изм}}$) °С	k_2
1	1,04	10	1,5
2	1,08	20	1,84
3	1,13	30	2,25
4	1,17	40	2,75
5	1,22	50	3,4

Для того чтобы привести значение $\text{tg} \delta$, измеренного в эксплуатации, к температуре измерения паспортного замера пользуются формулами (6)–(7):

$$\text{tg} \delta_{\text{прив } t} = \frac{\text{tg} \delta_{t_{\text{изм}}}}{k_1}, \text{ если } t_{\text{изм}} < t_{\text{зав}}, \quad (6)$$

$$\text{tg} \delta_{\text{прив } t} = \text{tg} \delta_{t_{\text{изм}}} \cdot k_1, \text{ если } t_{\text{изм}} > t_{\text{зав}}, \quad (7)$$

где $t_{\text{зав}}$ — известная температура паспортного замера;

$t_{\text{изм}}$ — температура измерения при эксплуатационных испытаниях;

$\text{tg} \delta_{t_{\text{изм}}}$ — тангенс угла диэлектрических потерь изоляции, измеренный по одной из схем (%);

k_1 — коэффициент для пересчета значений $\text{tg} \delta$ в зависимости от разности температур, значения k_1 приведены в табл. 13.

На величину $\text{tg} \delta$ и R_{60} изоляции существенное влияние оказывает значение тангенса диэлектрических потерь масла ($\text{tg} \delta_{\text{м}}$). Если величина $\text{tg} \delta_{\text{м}}$ масла при проведении эксплуатационных измерений изоляционных характеристик отличается от величины

$\operatorname{tg} \delta_{\text{м}}$ масла при заводских испытаниях, необходимо пересчитать значения $\operatorname{tg} \delta$ и R_{60} изоляции с учетом влияния $\operatorname{tg} \delta_{\text{м}}$ по формулам:

$$R_{\text{прив м}} = \frac{R_{\text{изм}} \cdot \operatorname{tg} \delta_{\text{м изм } t}}{\operatorname{tg} \delta_{\text{м зав } t}}, \quad (8)$$

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{прив м}} = \operatorname{tg} \delta_{\text{изм}} - k (\operatorname{tg} \delta_{\text{м изм } t} - \operatorname{tg} \delta_{\text{м зав } t}), \quad (9)$$

где $R_{\text{изм}}$ и $\operatorname{tg} \delta_{\text{изм}}$ — значения параметров, измеренных в эксплуатации по одной из схем;

k — коэффициент приведения, зависящий от конструктивных особенностей трансформатора, $k \cong 0,45$;

$\operatorname{tg} \delta_{\text{м изм } t}$ — значение $\operatorname{tg} \delta_{\text{м}}$ при эксплуатационных испытаниях, приведенное к температуре эксплуатационных измерений (%);

$\operatorname{tg} \delta_{\text{м зав } t}$ — значение $\operatorname{tg} \delta_{\text{м}}$ при заводских испытаниях, приведенное к температуре эксплуатационных измерений (%).

Таблица 13

Значения коэффициента k_1 для пересчета значений $\operatorname{tg} \delta$

Разность температур ($t_{\text{зав}} - t_{\text{изм}}$) °C	k_1	Разность температур ($t_{\text{зав}} - t_{\text{изм}}$) °C	k_1
1	1,03	10	1,31
2	1,06	20	1,51
3	1,09	30	1,75
4	1,12	40	2,0
5	1,15	50	2,3

Для того чтобы привести значение тангенса угла диэлектрических потерь масла по температуре, пользуются формулами:

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{м прив } t} = \operatorname{tg} \delta_{\text{т изм}} \cdot k_3, \text{ если } t_{\text{изм}} < t_{\text{прив}} \quad (11)$$

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{м прив } t} = \frac{\operatorname{tg} \delta_{\text{т изм}}}{k_3}, \text{ если } t_{\text{изм}} > t_{\text{прив}} \quad (12)$$

где $t_{\text{прив}}$ — температура, к которой приводят значение $\operatorname{tg} \delta_{\text{м}}$;

$t_{\text{изм}}$ — температура измерения $\text{tg} \delta_{\text{м}}$;
 $\text{tg} \delta_{t_{\text{изм}}}$ — тангенс угла диэлектрических потерь масла (%);
 k_3 — коэффициент для пересчета значений $\text{tg} \delta_{\text{м}}$ в зависимости от разности температур (таблица 14).

Таблица 14

Значения коэффициента k_3 для пересчета значений $\text{tg} \delta_{\text{м}}$ масла

Разность температур ($t_{\text{зав}} - t_{\text{изм}}$) °C	k_3	Разность температур ($t_{\text{зав}} - t_{\text{изм}}$) °C	k_3
1	1,04	15	1,84
2	1,08	20	2,25
3	1,13	25	2,75
4	1,17	30	3,4
5	1,22	35	4,15
10	1,5	40	5,1

Значение k_1 , k_2 , k_3 для разности температур, не указанной в таблицах, определяется умножением соответствующих коэффициентов таблицы:

$$k_{t_1+t_2} = k_{t_1} \cdot k_{t_2}. \quad (13)$$

Для оценки сопротивления изоляции R_{60} рассчитывают изменение его измеренного значения по отношению к заводскому замеру по каждой схеме измерения, %:

$$dR_i = 100 \cdot \frac{(R_{i\text{зав}} - R_{i\text{прив}})}{R_{i\text{зав}}}, \quad (14)$$

где $R_{i\text{прив}}$ — значение сопротивления изоляции, измеренного по i -ой схеме измерения при эксплуатационных измерениях, приведенное к температуре измерения паспортного замера по формулам (2)–(3) и, если необходимо, с приведением по $\text{tg} \delta_{\text{м}}$ по формулам (6), (8), (9);

$R_{i\text{зав}}$ — значение сопротивления изоляции, измеренного по i -ой схеме измерения при паспортном измерении.

Для классов напряжения 35 кВ и ниже определяется $Ri_{\text{привт}=20^\circ\text{C}} - Ri_{60}$, измеренное в эксплуатации по необходимым схемам измерения, приведенное к температуре 20°C по формулам (4), (5) с учетом изменения $\text{tg}\delta_m$ по формулам (8), (9), (10). Для оценки тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток $\text{tg}\delta$ рассчитывают изменение его измеренного значения по отношению к заводскому замеру по каждой схеме измерения, %:

$$d\text{tg}\delta_i = 100 \cdot \frac{(\text{tg}\delta_{i\text{прив}} - \text{tg}\delta_{i\text{зав}})}{\text{tg}\delta_{i\text{зав}}}, \quad (15)$$

где $\text{tg}\delta_{i\text{прив}}$ — значение $\text{tg}\delta$, измеренного по i -ой схеме измерения при эксплуатационных измерениях, приведенное к температуре измерения паспортного замера по формулам (6)–(7) и, если необходимо, с приведением по тангенсу угла диэлектрических потерь масла по формулам (9), (11), (12);

$\text{tg}\delta_{i\text{зав}}$ — значение $\text{tg}\delta$, измеренного по i -ой схеме измерения при паспортном измерении.

Пример расчета фактического значения $\text{tg}\delta$ изоляции с учетом влияния масла

Дано:

$\text{tg}\delta_{i\text{изм}} = 2,28\%$ — тангенс угла диэлектрических потерь изоляции, измеренный в эксплуатации при температуре 22°C по схеме ВН–НН+К;

$\text{tg}\delta_{m2} = 0,5\%$ — тангенс угла диэлектрических потерь масла, измеренный в эксплуатации при температуре 22°C ;

$\text{tg}\delta_{m1} = 2,2\%$ — тангенс угла диэлектрических потерь масла, измеренный при монтаже при температуре 90°C ;

$\text{tg}\delta_{\text{зав}} = 0,5\%$ — тангенс угла диэлектрических потерь изоляции, измеренный на заводе при температуре 58°C по схеме ВН–НН+К.

Сначала выполним приведение по температуре тангенса диэлектрических потерь твердой изоляции. Для учета влияния на значение тангенса диэлектрических потерь твердой изоляции температуры используем формулу (6), так как $t_{\text{изм}} < t_{\text{зав}}$.

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{прив } t} = \frac{\operatorname{tg} \delta_{t \text{ изм}}}{k_1} = \frac{2,28}{2,073} = 1,1\%.$$

k_1 определяется по формуле (13) и коэффициентам таблицы 13 для разности температур $58^\circ\text{C} - 22^\circ\text{C} = 36^\circ\text{C}$.

$$k_{30+5+1} = 1,75 \cdot 1,15 \cdot 1,03 = 2,073.$$

Для учета влияния изменений качеств масла на измерение тангенса диэлектрических потерь твердой изоляции (приведения по маслу) используем формулу (9):

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{прив } \phi} = \operatorname{tg} \delta_{\text{прив } t} - k(\operatorname{tg} \delta_{m2} - \operatorname{tg} \delta_{m1}),$$

где

$\operatorname{tg} \delta_{\text{прив } \phi}$ — фактическое значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции с учетом влияния масла;

$\operatorname{tg} \delta_{\text{прив } t}$ — измеренное и приведенное к паспортной температуре значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции;

$\operatorname{tg} \delta_{m2}$ — значение $\operatorname{tg} \delta$ масла, залитого в бак трансформатора при монтаже, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции с помощью коэффициента k_3 в соответствии с таблицей 14; значение $\operatorname{tg} \delta$ масла, залитого в бак трансформатора при монтаже, должно быть не более $0,7\%$ при 90°C ;

$\operatorname{tg} \delta_{m1}$ — значение $\operatorname{tg} \delta$ масла после заливки в бак трансформатора на заводе-изготовителе, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции с помощью коэффициента k_3 в соответствии с таблицей 14;

k — коэффициент приведения, зависящий от конструктивных особенностей трансформатора и имеющий приближенное значение $k = 0,45$.

Приведенное паспортное значение $\operatorname{tg} \delta$ масла к температуре измерения характеристик изоляции 22°C :

$$\operatorname{tg} \delta_{m1} = \frac{\operatorname{tg} \delta_{m2}}{k_3} = \frac{0,5}{15,92} = 0,031\%.$$

k_3 определяется по таблице 14 для разности температур $90^0 \text{ C} - 22^0 \text{ C} = 68^0 \text{ C}$.

Приведение монтажного значения $\text{tg} \delta_{\text{м2}}$ к температуре измерения характеристик изоляции 22^0 C :

$$\text{tg} \delta_{\text{м2}} = \frac{\text{tg} \delta_{\text{м1}}}{k_3} = \frac{2,2}{15,92} = 0,13\%.$$

$k_3 = 15,92$ определяется по таблице 14 для разности температур $90^0 \text{ C} - 22^0 \text{ C} = 68^0 \text{ C}$.

Фактическое значение $\text{tg} \delta$ изоляции с учетом влияния температуры и масла:

$$\text{tg} \delta_{\text{прив ф}} = \text{tg} \delta_{\text{пр}} - k (\text{tg} \delta_{\text{м2}} - \text{tg} \delta_{\text{м1}}) = 1,1 - 0,45 \cdot (0,13 - 0,031) = 1,06\%.$$

Затем находится процент изменения приведенного значения $\text{tg} \delta_{\text{прив ф}}$ по сравнению с заводским значением $\text{tg} \delta_{\text{зав}}$ по формуле (15):

$$d\text{tg} \delta_{\text{ВН-НН+К}} = 100 \cdot \frac{(1,06 - 0,5)}{0,5} = 112\%.$$

При росте тангенса диэлектрических потерь твердой изоляции на 50 % по сравнению с заводскими данными необходимо принимать меры по восстановлению состояния изоляции во время ремонта. В примере получен рост 112%. Однако при низких значениях тангенса угла диэлектрических потерь изоляции (до 1 %) заметно сказываются погрешности метода измерения. Поэтому в нашем примере, с учетом того, что может быть влияние погрешности измерения ($\text{tg} \delta_{\text{прив ф}}$ незначительно превысил 1 %), мы рекомендуем повторить измерение характеристик изоляции, а также провести АРГ и ФХА масла. Это даст объективную, мультиаспектную оценку состояния трансформатора и более взвешенное решение о необходимых операциях технического обслуживания и ремонта.

Для оценки технического состояния твердой изоляции необходимо рассчитать меры отклонений всех диэлектрических характеристик (сопротивления, емкости, тангенса диэлектрических потерь, коэффициента абсорбции) от своих паспортных

значений по всем схемам измерения. Далее необходимо проанализировать качество проведенного измерения, сравнив динамику изменения различных характеристик друг с другом и одинаковых характеристик по всем схемам измерений. Если достоверность измерений хорошая, то можно делать заключение о техническом состоянии твердой изоляции по рассчитанным мерам отклонений характеристик изоляции от паспортных данных.

4. ОПЫТ ХОЛОСТОГО ХОДА

Опыт холостого хода (измерение тока и потерь холостого хода) может рекомендоваться для всех видов силовых трансформаторов. Этот метод диагностирования не обладает хорошей чувствительностью и выявляет развитые дефекты. Данное измерение выполняется на отключенном оборудовании при вводе в эксплуатацию, капремонтах и комплексных обследованиях.

4.1. Дефекты, выявляемые с помощью опыта холостого хода, и методика его проведения

Основные дефекты шихтованных магнитопроводов трансформаторов обусловлены ухудшением межлистовой изоляции вследствие старения или межлистового замыкания, приводящим к местным перегревам и увеличению потерь, что может быть зафиксировано по результатам АРГ масла либо измерением тока и потерь холостого хода. Снижение усилия запрессовки магнитопровода приводит к повышению вибрации и ускоренному износу межлистовой изоляции. Поэтому оценка качества прессовки магнитопровода позволяет своевременно принять меры, предотвращающие ускоренный износ магнитной системы. Такая оценка возможна на основании анализа вибрационных процессов, о чем будет сказано ниже, при анализе распрессовки обмоток. При значительном ослаблении прессовки

магнитной системы возможно увеличение интенсивности акустического шума.

Таким образом, изменение мощности магнитных потоков при опыте холостого хода, может сигнализировать:

- о старении магнитной системы;
- о повышенных нагревах, вызванных нарушением изоляции пластин магнитопровода, о слабой прессовке магнитопровода;
- об образовании токопроводящих замкнутых контуров в магнитопроводе (короткозамкнутые витки в стержнях магнитопровода).

На заводе-изготовителе, а также при капитальном ремонте, связанном с необходимостью перешихтовки сердечника или его верхнего ярма, производятся опыты холостого хода при номинальном $U_{\text{нп зав}}$ и пониженном напряжении. При номинальном напряжении измеряют ток и потери холостого хода, при пониженном — потери холостого хода. Для проверки состояния обмоток при вводе трансформатора в эксплуатацию и при эксплуатации выполняют опыты холостого хода (ХХ) при пониженном напряжении $U_{\text{ХХ изм}}$. При этом потери измеряют по тем же схемам и при том же напряжении, что и на заводе-изготовителе.

Три опыта производятся при питании трансформатора со стороны обмотки НН в следующей последовательности:

- опыт 1: замыкают накоротко обмотку фазы a , подают напряжение на фазы b и c обмотки НН и измеряют мощность $P_{bc \text{ изм}}$, характеризующую потерю энергии на возбуждение фаз b и c ;
- опыт 2: замыкают накоротко обмотку фазы b , подают напряжение на фазы a и c обмотки НН и измеряют мощность $P_{ca \text{ изм}}$, характеризующую потерю энергии на возбуждение фаз a и c ;
- опыт 3: замыкают накоротко обмотку фазы c , подают напряжение на фазы b и a обмотки НН и измеряют мощ-

ность $P_{ab \text{ изм}}$, характеризующую потерю энергии на возбуждение фаз a и b .

Обмотки той или иной фазы замыкают на соответствующих вводах любой из обмоток трансформатора (ВН, СН или НН), при этом руководствуются схемой соединения его обмоток.

4.2. Критерии оценки результатов опыта холостого хода

Потери в трехфазном трансформаторе измеряются при однофазном возбуждении для того, чтобы знать потери каждой фазы в отдельности, следовательно, иметь возможность сравнить их и убедиться, что трансформатор имеет правильное соотношение потерь и не имеет дефектов.

У трехфазных трансформаторов в эксплуатации соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений потерь, приведенных в протоколе заводских испытаний, более чем на 5 % [12].

У однофазных трансформаторов отличие измеренных значений потерь в эксплуатации от исходных (заводских, паспортных) не должно превышать 10 % [12].

Отличия измеренных значений в эксплуатации от исходных данных (заводских, паспортных) не должны превышать 30 %.

В эксплуатации опытные специалисты дополнительно проверяют следующие условия:

- измеренные потери коротких участков магнитопровода $P_{ab \text{ изм}}$ и $P_{bc \text{ изм}}$ не должны отличаться друг от друга более чем на 5 %;
- соотношения потерь коротких и длинного участков магнитопровода $P_{ab \text{ изм}} / P_{bc \text{ изм}}$ и $P_{bc \text{ изм}} / P_{ab \text{ изм}}$ должны находиться в пределах 60–80 %.

4.3. Расчет значений потерь холостого хода и их изменений

Потери в однофазном трансформаторе, измеренные при напряжении $U_{\text{нзав}}$:

$$P_{\text{XX изм}} = P_{\text{XX изм}}^1 - P_{\text{пр}}, \quad (16)$$

где $P_{\text{XX изм}}^1$ — потери по показаниям приборов в опыте XX.

Потери трехфазных трансформаторов $P_{\text{XX изм}}$, измеренные при одинаковом напряжении $U_{\text{нн изм}}$, определяются по формуле:

$$P_{\text{XX изм}} = 0,5 \cdot (P_{ab \text{ изм}} + P_{bc \text{ изм}} + P_{ca \text{ изм}}), \quad (17)$$

где $P_{ab \text{ изм}}$, $P_{bc \text{ изм}}$ и $P_{ca \text{ изм}}$ — потери, измеренные при замыкании накоротко обмоток c , a и b соответственно, за вычетом потерь в приборах при одинаковом значении подводимого напряжения (формула 16).

Для дальнейших расчетов нам нужен коэффициент стали $N_{\text{ст}}$, зависящий от марки электротехнической стали, из которой собран магнитопровод. Обычно в эксплуатации он неизвестен, и его необходимо вычислить по формуле:

$$N_{\text{ст}} = \frac{\log\left(\frac{P_{\text{XX зав}}}{P_{\text{XX изм}}}\right)}{\log\left(\frac{U_{\text{нн зав}}}{U_{\text{XX изм}}}\right)}, \quad (18)$$

где $P_{\text{XX зав}}$ — потери XX заводских испытаний, измеренные при номинальном напряжении обмотки НН $U_{\text{нн зав}}$ (приводятся в паспорте трансформатора);

$P_{\text{XX изм}}$ — потери XX, измеренные на пониженном напряжении $U_{\text{XX изм}}$ при заведомо исправном состоянии трансформатора (например, при вводе в эксплуатацию или на заводе).

Далее необходимо сделать приведение потерь $P_{\text{XX изм}}$, измеренных в эксплуатации на пониженном напряжении, к заводским потерям $P_{\text{XX зав}}$, измеренным на номинальном напряжении, по формуле:

$$P_{\text{XX прив}} = P_{\text{XX изм}} \cdot \left(\frac{U_{\text{нн зав}}}{U_{\text{XX изм}}} \right)^{N_{\text{ст}}}. \quad (19)$$

Получили $P_{xx \text{ прив}}$ — потери ХХ, соответствующие номинальному напряжению $U_{нп \text{ зав}}$. Теперь можем найти увеличение потерь ХХ по отношению к исходным значениям (%) по формуле:

$$dP_{xx} = 100 \cdot \frac{P_{xx \text{ прив}}}{P_{xx \text{ зав}}}. \quad (20)$$

При условии, что опыты ХХ исходного (заводского, паспортного) и анализируемого замера проводились при одном и том же пониженном напряжении $U_{xx \text{ зав}} = U_{xx \text{ изм}}$, мы можем оценить увеличение потерь холостого хода одноименных участков по критерию 30%. При этом расхождение между $U_{xx \text{ зав}}$ и $U_{xx \text{ изм}}$ не должно быть более 5%.

Соотношения потерь на разных фазах трансформатора, в %, находятся по формулам:

$$P_{ab/bc} = 100 \cdot \frac{abs(P_{ab \text{ изм}} - P_{bc \text{ изм}})}{\min(P_{ab \text{ изм}}; P_{bc \text{ изм}})}, \quad (21)$$

где abs — абсолютное значение (модуль) разности;

\min — выбор наименьшего значения из двух;

$P_{ab \text{ изм}}$, $P_{bc \text{ изм}}$ — потери ХХ, измеренные по участкам.

$$P_{ab/ac} = 100 \cdot \frac{(P_{ac \text{ изм}} - P_{ab \text{ изм}})}{P_{ab \text{ изм}}}, \quad (22)$$

$$P_{bc/ac} = 100 \cdot \frac{(P_{ac \text{ изм}} - P_{bc \text{ изм}})}{P_{bc \text{ изм}}}, \quad (23)$$

где $P_{ab \text{ изм}}$, $P_{bc \text{ изм}}$, $P_{ac \text{ изм}}$ — потери ХХ, измеренные по участкам.

Соотношения потерь на разных фазах трансформатора по формулам (21)–(23) определяют дважды: для исходного (заводского) опыта ХХ и проведенного в эксплуатации. В заключение, находят разницу dP_i между соответствующими соотношениями $P_{ab/bc}$, $P_{ab/ac}$, $P_{bc/ac}$ и проверяют, не превышает ли она 5%.

Ниже приведена формула для определения разницы для участков ab/bc :

$$dP_{ab/ac} = P_{ab/ac \text{ изм}} - P_{ab/bc \text{ зав}} . \quad (24)$$

Пример расчета

Дано: трансформатор, введен в эксплуатацию в 1991 г.;

$P_{xx} = 20$ кВт (из паспорта трансформатора);

$U_{нн \text{ зав}} = 11$ кВ (напряжение обмотки НН из паспорта трансформатора).

Таблица 15

Данные результатов опыта ХХ, проведенного 11.04.1996 г.

$U_{xx},$ В	Мощность $P_{xx}-P_0$, Вт			Ток I_{xx} , А		
	зако- рочена фаза С	зако- рочена фаза А	зако- рочена фаза В	зако- рочена фаза С	зако- рочена фаза А	зако- рочена фаза В
$U_{xx \text{ изм}}$	$P_{ab \text{ изм}}$	$P_{bc \text{ изм}}$	$P_{ac \text{ изм}}$	$I_{ab \text{ изм}}$	$I_{bc \text{ изм}}$	$I_{ac \text{ изм}}$
246	12	10	17	0,065	0,105	0,095

Найдем общие потери трехфазного трансформатора $P_{xx \text{ изм}}$ по формуле (17):

$$P_{xx \text{ изм}} = 0,5 \cdot (P_{ab \text{ изм}} + P_{bc \text{ изм}} + P_{ca \text{ изм}}) = 0,5 \cdot (12 + 10 + 17) = 19,5 \text{ Вт} .$$

Определим $N_{ст}$ по формуле (18):

$$N_{ст} = \frac{\log\left(\frac{20 \cdot 10^3}{19,5}\right)}{\log\left(\frac{11 \cdot 10^3}{246}\right)} = 1,817 .$$

Затем найдем приведенное значение измеренных потерь по формуле (19):

$$P_{\text{хх прив}} = 19,5 \cdot \left(11 \cdot 10^3 / 246 \right)^{1,817} \cdot 10^3 = 19,45 \text{ кВт.}$$

Вывод: трансформатор находится в эксплуатации 5 лет, значение потерь ХХ в эксплуатации, в лучшем случае, могло остаться на уровне паспортных значений, получилось меньше паспортных значений трансформатора, следовательно, опыт ХХ проведен не качественно.

5. ИЗМЕРЕНИЕ АКТИВНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ОБМОТОК

Измерение сопротивления обмоток постоянному току является одним из наиболее ранних и действенных методов контроля состояния обмотки трансформаторного оборудования, его устройств ПБВ, РПН, особенно в сочетании с АРГ.

5.1. Дефекты, выявляемые с помощью измерения активных сопротивлений обмоток

Измерение сопротивлений обмоток постоянному току позволяет проверить:

- качество соединений и паяк, имеющихся в обмотках (ослабление болтовой затяжки соединений токоведущих частей);
- качество контактов в переключающих устройствах РПН и ПБВ (ослабления контактного нажатия, загрязнение, окисление, повреждение контактов);
- обрыв в цепи обмотки (обрыв в параллельных проводах обмотки);
- межвитковые замыкания катушек обмоток.

Чтобы избежать нагрева обмоток током, при котором производятся измерения, ток измерения не должен превышать 20 % от номинального тока обмотки. Температура обмотки

во время измерения должна быть точно измерена и зафиксирована. При эксплуатационных измерениях поступают следующим образом: измеряют сопротивление фазы В обмотки ВН в нагретом состоянии, зная сопротивление в этой точке в «холодном» состоянии (паспортный замер) и температуру «холодного» состояния, рассчитывают температуру нагретой обмотки по формуле:

$$t_{\text{изм}} = \frac{R_{\text{изм}} \cdot (t_{\text{зав}} + k_{\text{обм}})}{R_{\text{зав}} - k_{\text{обм}}}, \quad (25)$$

где $t_{\text{изм}}$ — искомая температура;

$R_{\text{изм}}$ и $R_{\text{зав}}$ — сопротивления обмоток при температурах

$t_{\text{изм}}$ и $t_{\text{зав}}$;

$t_{\text{зав}}$ — известная температура при приемо-сдаточных испытаниях;

$k_{\text{обм}}$ — коэффициент материала обмоток:

для меди — $k_{\text{обм}} = 235$, для алюминия — $k_{\text{обм}} = 245$.

5.2. Критерии оценки измерений сопротивлений обмоток постоянному току

Значения сопротивлений, измеренных при одной температуре, не должны отличаться более чем на 2 % от значений сопротивлений, измеренных при заводских испытаниях в соответствующих ответвлениях одинаковых фаз.

Значения сопротивлений обмоток трехфазных трансформаторов, измеренные при одной температуре, не должны отличаться более чем на 2 % от значений сопротивлений соответствующих ответвлений других фаз [12].

При выводе заключения о техническом состоянии трансформатора по отклонению межфазных сопротивлений обмоток необходимо указать, на какой фазе (в каком положении переключающего устройства) нарушен контакт. Для этого необходимо учитывать схему соединения обмоток. Группа соединения обмоток приводится в паспорте трансформатора, где обозначе-

ны: Y — соединение разных фаз обмоток «звезда без нейтрали»; Yo — соединение разных фаз обмоток «звезда с нейтралью»; Д — соединение разных фаз обмоток «треугольник». В обозначении группы соединения обмоток схемы соединения различных обмоток отображаются через слэш в следующем порядке: ВН, СН, НН. Например, Yo/Yo/Д. Если обмотка расщепленная, то она отображается через тире. Например, Yo/Д — Д.

5.3. Расчет приведения активных сопротивлений обмоток по температуре и их изменений

Перед сравнением значений сопротивлений эксплуатационных измерений приводят к температуре измерения паспортного замера (заводского либо при приемо-сдаточных испытаниях) по формуле:

$$R_{\text{прив}} = R_{\text{изм}} \cdot (t_{\text{зав}} + k_{\text{обм}}) / (t_{\text{изм}} + k_{\text{обм}}), \quad (26)$$

где $t_{\text{изм}}$ — искомая температура;

$R_{\text{изм}}$ — сопротивления обмоток при температурах $t_{\text{изм}}$;

$t_{\text{зав}}$ — известная температура при приемо-сдаточных испытаниях;

$k_{\text{обм}}$ — коэффициент материала обмоток.

Изменение сопротивления на i -ом положении фазы по отношению к паспортному замеру на аналогичных положении и фазе, по отношению к исходным значениям, в %, можно определить по формуле:

$$dR_{xi} = 100 \cdot \frac{(R_{xi \text{ прив}} - R_{xi \text{ зав}})}{R_{xi \text{ зав}}}, \quad (27)$$

где $R_{xi \text{ прив}}$ — значение сопротивления на i -ом положении фазы x при эксплуатационных измерениях, приведенное к температуре исходного измерения;

$R_{xi \text{ зав}}$ — исходное значение сопротивления на i -ом положении фазы x .

Величину расхождения между сопротивлениями, измеренными на одном положении разных фазах, в %, можно найти по формуле:

$$dR_{xyi} = 100 \cdot \frac{abs(R_{xi \text{ прив}} - R_{yi \text{ прив}})}{\min(R_{xi \text{ прив}}; R_{yi \text{ прив}})}, \quad (28)$$

где $R_{xi \text{ прив}}$ — значение сопротивления на i -ом положении фазы x при эксплуатационных измерениях, приведенное к температуре измерения исходного замера;

$R_{yi \text{ прив}}$ — значение сопротивления на i -ом положении фазы y при эксплуатационных измерениях, приведенное к температуре измерения исходного;

abs — абсолютное значение (модуль) разности;

\min — выбор наименьшего значения из двух.

Общие рекомендации

Если контролируемые параметры измерения ограничены только ПДЗ (нет зоны риска, заданной ДЗ), рекомендуется при достижении контролируемым параметром значения 90–95 % от ПДЗ трансформатор поставить на учащенный контроль по этому виду измерения. Иначе можно пропустить развитие повреждения до опасного состояния, так как переход повреждения в дефект (отказ) трансформатора произойдет раньше следующего измерения «по плану». Регламентированная документом [12] периодичность в эксплуатации АРГ — один раз в 0,5 года; ФХА масла — один раз в 2 года для оборудования 110 кВ и выше и один раз в 4 года для трансформаторов 35 кВ и ниже; измерения изоляционных характеристик должны проводиться при комплексных обследованиях, капитальных ремонтах и по показаниям АРГ и ФХА масла; опыт холостого хода и измерение сопротивления обмоток постоянному току при комплексных обследованиях, капитальных ремонтах. Однако на предприятиях эксплуатации у электрических характеристик существует периодичность проведения, утвержденная главным инженером энергокомпании.

Например, измерения изоляционных характеристик для трансформаторов 110 кВ и выше проводят 1 раз в 4 года, а для трансформаторов 35 кВ и ниже — 1 раз в 6 лет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153–34.0–46.302–00. М., 2001.
2. IEC 60599. Mineral oil-impregnated electrical equipment in service: Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. 1999.
3. Kawamura T., Kawada N., Ando K., Yamaoka M., Maeda T., Takatsu T. Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers. SIGRE Session. Report 12–05. Paris, 1986.
4. Duval M. Analyse des Gaz Dissous: Nouveaux Defis, Applicstions Nouvelles // Electra № 133. S. 38–45. Canada, 1993.
5. Dorenburg E. at alias Etz № 98. 1997. P. 211–215.
6. Кудерк и др. CEIDP Сан-Франциско, 1996.
7. Rogers R. R. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis. IEEE Trans. Elect. Insul. EI-13 (5): 349, 1978.
8. Dorenburg E., Gerber O. E. Die Analyse geloster u. abgeschiedener Gase. Brown Boveri Mittg. 54. 1967. S. 104–111.
9. Baehr R., Breuer W., Flottmeyer F., Kotschnigg J., Muller R., Nieschwietz H. Diagnostic techniques and preventive maintenance procedures for large transformers//SIGRE Session. Report 12–13. Paris, 1982.
10. Vanegas O., Mizuno Y., Naito K., Ramiya T. Diagnosis of Oil-insulated Power Apparatus by using Neural Network

- Simulation//IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. Vol. 4. № 3. S. 290–299. June, 1997.
11. ГКД СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 “Методичні вказівки по підготовці та проведенню хроматографічного аналізу газів, розчинених в ізоляційному маслі маслонаповненого електрообладнання”.
 12. РД 34.45–51.300–97. Объем и нормы испытаний электрооборудования / под общей редакцией Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана. 6-е изд. М. : ЭНАС, 1998.
 13. Стандарт организации «Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания/Нормы и требования» НП «ИНВЭЛ». СТО 70238424.27.100.053–2009
 14. Испытание мощных трансформаторов и реакторов / Г. В. Алексеенко, А. К. Ашрятов, Е. В. Веремей, Е. С. Фрид; Выпуск 32. М. : Энергия, 1978. 520 с.
 15. Нормы испытания электрооборудования. 5-е изд. М. : Атомиздат, 1978. 303 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ	5
1. АНАЛИЗ РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ	5
1.1. Первый этап — обнаружение развивающегося дефекта	7
1.2. Второй этап диагностики — идентификация вида де- фекта	11
2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ МАСЛА.....	21
3. ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТВЕРДОЙ ИЗОЛЯЦИИ	30
3.1. Дефекты, выявляемые с помощью диэлектрических характеристик твердой изоляции	30
3.2. Критерии оценки характеристик изоляции	32
3.3. Расчет приведения характеристик изоляции по температуре и тангенсу масла и их изменений	33
4. ОПЫТ ХОЛОСТОГО ХОДА	40
4.1. Дефекты, выявляемые с помощью опыта холостого хода, и методика его проведения	40
4.2. Критерии оценки результатов опыта холостого хода	42
4.3. Расчет значений потерь холостого хода и их изменений	42

5. ИЗМЕРЕНИЕ АКТИВНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ОБМОТОК	46
5.1. Дефекты, выявляемые с помощью измерения активных сопротивлений обмоток	46
5.2. Критерии оценки измерений сопротивлений обмоток постоянному току	47
5.3. Расчет приведения активных сопротивлений обмоток по температуре и их изменений	48
 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	50
 ПРИЛОЖЕНИЕ.....	54

ПРИЛОЖЕНИЕ

Задания

Ниже приведены паспортные характеристики и данные испытаний и измерений силовых трансформаторов. Необходимо по этим данным оценить техническое состояние трансформатора (характер дефекта, степень его опасности и развития) и дать рекомендации по его дальнейшей эксплуатации (объем и сроки проведения дополнительных измерений или операций технического обслуживания и ремонта). Оценка технического состояния должна быть проведена как по каждому виду измерения с указанием диагностических признаков, на основании которых было сделано заключение, так и в целом.

Номер варианта задания выбирается по последним двум цифрам зачетной книжки. Если предпоследняя цифра зачетной книжки нечетная, то номер варианта равен последней цифре. Если предпоследняя цифра четная, то номер варианта равен сумме 10 и последней цифры. Если последняя цифра зачетной книжки — «0», то номер варианта равен 10, если предпоследняя цифра нечетная, и 20, если предпоследняя цифра четная.

ВАРИАНТ 1–2

Дать оценку технического состояния силового трансформатора по каждому виду измерения: 1 вариант — май 2002 г.; 2 вариант — ноябрь 2006 г.

Таблица 1

Паспорт трансформатора

Наименование	Группа соединения			Тип
Т-1–10	Yo/Yo/Д — 0–11			ТДТН
Год изготовления	Ввод в эксплуатацию			Завод. №
1976	21.05.1981 г.			7763
Обмотки	$P_{ном}, \text{МВА}$	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$	Материал
ВН	10	115	50,2	алюм
СН	10	38,5	150	алюм
НН1	10	11	525	алюм
$P_{ххн}, \text{кВт}$	17,3	Тип защиты		Климатическое исполнение
Изготовитель	ТТЗ	своб. дых.		У1

Таблица 2

Данные хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле

Даты анализа	H_2	CO_2	CO	CH_4	C_2H_4	C_2H_2	C_2H_6
Вариант 1							
02.04.2001	0,0005	0,059	0,005	0,00019	0,0002	0,0021	0,0002
27.10.2001	0,0005	0,03564	0,00114	0,00009	0,00108	0,00105	0,002
15.05.2002	0,0004	0,12	0,0003	0,0055	0,015	0,000042	0,0051
Вариант 2							
10.04.2006	0,00001	0,06865	0,00027	0,00068	0,00025	0,00056	0,00001
07.06.2006	0,004	0,136	0,005	0,005	0,004	0,002	0,00001
08.11.2006	0,0086	1,06898	0,0717	0,00082	0,0065	0,00061	0,00061

Таблица 3

Данные физико-химического анализа масла

Даты анализа	H_{20} , г/т	$U_{пр}$, кВ	КОН, мгКОН/г	Мех. примеси, г/т	$T_{всп}$, град	РВВ, мгКОН/г	$Tg\ DmB\ 90t$, %	$Tg\ DmB\ 70t$, %	$Tg\ DmH\ 70t$, %	$Tg\ DmB\ 50t$, %	Антиокислительн. присадка, %	Растворимый шлам, %
15.05.02	15,5	70	0,015	0	138	0,009	6,97	3,17	2,1	1,28	0,3	0,007
08.11.06	30,4	67,2	0,015	0	138	0,009	7,12	3,46			0,1	0,004

Таблица 4

Данные результатов опыта холостого хода

Параметры схемы измерения	U_{xx} , В	Мощность $P_{xx}-P_0$, Вт			Ток I_{xx} , А		
		АВ закороч. фаза C	ВС закороч. фаза A	АС закороч. фаза B	АВ закороч. фаза C	ВС закороч. фаза A	АС закороч. фаза B
21.05.1981	220	10,5	12	15			
21.05.2002	246	9	10	13	0,065	0,07	0,095
10.11.2006	225	12	13	17	0,10	0,105	0,125

Таблица 5

Данные измерений характеристик изоляции

Даты измерений	21.05.1981	21.05.1997	15.05.2002	19.05.2004	07.11.2006
Т измерения, град	20	42	53	32	20
ВН-СН+НН+К	R60	1200	170	350	350
	R15	1000	120	300	300
	Tg	0,57	0	0,35	0,42
	C	11940	0	12756	12129
СН-НН+ВН+К	K	1,2	1,42	1,17	1,17
	R60	1200	0	0	350
	R15	700	0	0	300
	Tg	0,8	0	0	0
НН-ВН+СН+К	C	16804	0	0	0
	K	1,71	0	1,17	1,17
	R60	1000	150	400	400
	R15	700	100	350	350
	Tg	0,9	0	1,5	0,52
	C	16804	0	17667	16983
	K	1,43	1,5	1,14	1,14

Таблица 6

Данные измерения сопротивлений обмоток постоянному току

фаза	A0/AB	B0/BC		C0/AC	
Дата	21.05.81	15.05.02	08.11.06	21.05.81	15.05.02
№ ст	21.05.81	15.05.02	08.11.06	21.05.81	15.05.02
обмотка ВН					
1	4,131	4,46	4,45	4,157	4,44
2	4,043	4,36	4,35	4,067	4,33

3	3,952	4,23	4,27	3,982	4,25	4,28	3,976	4,25	4,26
4	3,865	4,13	4,17	3,894	4,16	4,19	3,886	4,15	4,17
5	3,774	4,03	4,07	3,807	4,07	4,08	3,794	4,05	4,07
6	3,684	3,92	3,98	3,715	3,96	3,99	3,704	3,95	3,97
7	3,596	3,84	3,88	3,626	3,87	3,89	3,615	3,85	3,88
8	3,507	3,73	3,79	3,539	3,77	3,8	3,523	3,75	3,78
9	3,424	3,65	3,7	3,452	3,68	3,7	3,435	3,66	3,68
10	3,329	3,56	3,59	3,355	3,58	3,6	3,341	3,57	3,58
11	3,418	3,7	3,69	3,439	3,67	3,69	3,44	3,69	3,68
12	5,06	3,78	3,78	3,528	3,75	3,79	3,529	3,77	3,78
13	3,596	3,9	3,88	3,619	3,86	3,89	3,678	3,86	3,88
14	3,686	3,98	3,97	3,707	3,97	3,98	3,708	3,96	3,97
15	3,777	4,08	4,07	3,797	4,06	4,08	3,797	4,06	4,07
16	3,867	4,18	4,17	3,891	4,16	4,18	3,891	4,16	4,17
17	3,961	4,28	4,27	3,978	4,25	4,28	3,98	4,25	4,27
18	4,04	4,37	4,36	4,064	4,33	4,37	4,068	4,34	4,37
19	4,127	4,42	4,45	4,154	4,43	4,47	4,158	4,44	4,46
обмотка СН									
3	0,342	0,364	0,371	0,391	0,364	0,378	0,341	0,375	0,381
обмотка НН									
1	0,0393	0,0414	0,0417	0,0393	0,0413	0,042	0,04	0,0417	0,0417
t измерения 21.05.81: 20 °С			t измерения 15.05.02: 18 °С			t измерения 08.11.06: 15 °С			

ВАРИАНТ 3–4

Дать оценку технического состояния силового трансформатора по каждому виду измерения: на 3 вариант — сентябрь 2000 г.; 4 вариант — сентябрь 2008 г.

Таблица 7

Паспорт трансформатора

Наименование	Группа соединения	Тип		
Т-1–2.5	Yo/Д — 11	ТМН		
Год изготовления	Ввод в эксплуатацию	Завод. №	Изготовитель	Тип
1977	02.09.1979	289	ЧТЗ	ТМН
Обмотки	$P_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	Материал
ВН	10	119	13,1	Медь
НН1	10	11	131	Медь
$P_{\text{ххн}}$, кВт	10,3	Тип защиты	Климатическое исполнение	
Изготовитель	ЧТЗ	своб. дых.	У1	

Таблица 8

Данные хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле

Даты анализа	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
Вариант 3							
17.05.2000	0,0005	0,043	0,0024	0,0015	0,0038	0,0063	0,0002
24.07.2000	0,0046	0,23	0,018	0,065	0,035	0,011	0,00003
06.09.2000	0,0098	0,0305	0,0026	0,0019	0,0019	0,03	0,00003
Вариант 4							
01.10.2007	0,00001	0,03745	0,0015	0,00007	0,00006	0,00007	0,00001
07.04.2008	0,00106	0,03517	0,00385	0,00373	0,00064	0,00046	0,00006
15.09.2008	0,0159	0,03699	0,00306	0,022	0,00001	0,00103	0,00001

Таблица 9

Данные физико-химического анализа масла

Даты анализа	H ₂ O, г/т	U _{пр} , кВ	КОН, мгКОН/т	Мех. примеси, г/т	T _{всп} , град	PВВ, мгКОН/т	Tg D _{мВ} 90t, %	Tg D _{мВ} 70t, %	Tg D _{мН} 70t, %	Tg D _{мВ} 50t, %	Антиокислительн. присадка, %	Растворимый шлам, %
06.09.2000	25,5	43	0,02	0	143	0,008	6,97	3,17			0,2	0,004
15.09.2008	8,6	57	0,10	0	138	0,01	10,28	9,15			0,1	0,006

Таблица 10

Данные результатов опыта холостого хода

Параметры схемы из- мерения	U _{хх} , В	Мощность P _{хх} -P ₀ , Вт			Ток I _{хх} , А		
		АВ за- короч. фаза С	ВС закороч. фаза А	АС закороч. фаза В	АВ за- короч. фаза С	ВС закороч. фаза А	СА за- короч. фаза В
30.07.77	220	10,5	12	15			
06.09.2000	246	11	14,5	16			
15.09.2008	225	13	12,5	18			

Таблица 11

Данные измерений характеристик изоляции

Даты измерений		30.07.1977	06.09.2000	15.09.2008
Т измерения, град		25	32	34
ВН-НН+К	R60	3000	2400	2500
	R15	2000	1900	2000
	Tg	0,25	0,35	0,78
	C	4480	4560	4874
	K	1,5		1,25
НН-ВН+К	R60	2500	2800	4200
	R15	1500	2000	3500
	Tg	0,1	0,45	0,91
	C	7909	8705	8558
	K	1,67		1,2

Таблица 12

Данные измерения сопротивлений обмоток постоянному току

фаза	A0/AB		B0/BC			C0/AC			
Дата	30.07.77	06.09.00	15.09.08	30.07.77	06.09.00	15.09.08	30.07.77	06.09.00	15.09.08
№ ст	обмотка НН								
1	0,3342	0,326	0,320	0,3336	0,327	0,322	0,334	0,327	0,320

2	0,3289	0,323	0,318	0,3281	0,322	0,319	0,328	0,32	0,317
3	0,3234	0,319	0,317	0,3229	0,319	0,318	0,323	0,315	0,316
4	0,3183	0,316	0,314	0,3176	0,313	0,313	0,318	0,311	0,315
5	0,3131	0,304	0,300	0,3124	0,306	0,301	0,312	0,305	0,305
6	0,3075	0,299	0,298	0,3073	0,306	0,299	0,307	0,299	0,299
7	0,3013	0,291	0,290	0,3007	0,298	0,291	0,3	0,291	0,292
8	0,3089	0,303	0,298	0,3085	0,302	0,297	0,309	0,314	0,299
9	0,3035	0,3	0,295	0,3025	0,298	0,294	0,303	0,303	0,297
10	0,2981	0,296	0,292	0,2976	0,294	0,291	0,298	0,295	0,291
11	0,2931	0,292	0,288	0,2923	0,288	0,280	0,293	0,291	0,289
12	0,2876	0,287	0,282	0,2873	0,283	0,281	0,287	0,286	0,281
13	0,2823	0,28	0,278	0,2819	0,274	0,277	0,282	0,28	0,277
14	0,2758	0,276	0,273	0,2756	0,272	0,272	0,275	0,394	0,271
15	0,2845	0,281	0,270	0,284	0,278	0,271	0,285	0,284	0,269
16	0,2791	0,272	0,268	0,2786	0,272	0,267	0,279	0,271	0,267
17	0,2736	0,265	0,262	0,2734	0,267	0,263	0,274	0,265	0,263
18	0,2686	0,26	0,260	0,268	0,262	0,261	0,268	0,26	0,260
19	0,263	0,256	0,254	0,2627	0,258	0,252	0,263	0,254	0,255
20	0,2578	0,25	0,250	0,2575	0,252	0,244	0,258	0,249	0,250
21	0,2512	0,244	0,240	0,2512	0,252	0,241	0,251	0,242	0,242
обмотка ВН									
1	0,3403	0,3314	0,3293	0,340	0,3310	0,3291	0,3409	0,3300	0,3290
t измерения 30.07.77: 25 °С			t измерения 06.09.00: 19 °С			t измерения 15.09.08: 18 °С			

ВАРИАНТ 5–6

Дать оценку технического состояния силового трансформатора по каждому виду измерения: на 5 вариант — июнь 1999 г.; 6 вариант — июнь 2000 г.

Таблица 13

Паспорт трансформатора

Наименование	Группа соединения			Тип
2 Т ТДЦ-125000/110–70	Y ₀ /Д–11			ТДЦ
Год изготовления	Ввод в эксплуатацию			Завод. №
1980	12.12.1980			10756
Обмотки	$P_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Материал
ВН	125	121	596,4	медь
НН1	125	10,5	6873	медь
$P_{\text{ххн}}, \text{кВт}$	109	Тип защиты		Климатическое исполнение
Изготовитель	ТТЗ	своб. дых.		У1

Таблица 14

Данные хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле

Даты анализа	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
Вариант 5							
23.03.1999	0,0005	1,118	0,056	0,01501	0,0257	0,00009	0,0044
27.05.1999	0,0067	1,179	0,075	0,0184	0,039	0,00006	0,0052
24.06.1999	0,0056	1,202	0,057	0,0248	0,0461	0,00005	0,0076
Вариант 6							
18.05.2000	0,0005	0,083	0,035	0,0016	0,0163	0,00005	0,002
06.06.2000	0,0006	1,07	0,03	0,0019	0,018	0,00005	0,0027
20.06.2000	0,0007	1,144894	0,035493	0,001922	0,008862	0,00005	0,01219

Таблица 15

Данные физико-химического анализа масла

Даты анализа	H_{20} , г/т	$U_{пр}$, кВ	КОН, мгКОН/т	Мех. примеси, г/т	$T_{всп}$, град	РВВ, мгКОН/т	$T_g D_{MB} 90t$, %	$T_g D_{MB} 70t$, %	Фурановые производные, %	Антиокислительн. присадка, %	Растворимый шлам, %
24.06.1999	19	48	0,026	0,5	141	0,005	0,64		0,001	0,3	0,004
20.06.2000	1	77	0,034	5	138	0,012	1,13		0,006	0,1	0,006

Таблица 17

Данные результатов опыта холостого хода

Параметры схемы измерения	U_{xx} , В	Мощность $P_{xx}-P_0$, Вт			Ток I_{xx} , А		
		АВ закороч. фаза C	ВС закороч. фаза A	АС закороч. фаза B	АВ закороч. фаза C	ВС закороч. фаза A	СА закороч. фаза B
20.11.1982	220	37	37	54	0,308	0,308	0,46
24.06.1999	220	76	77	113	0,67	0,68	0,99
20.06.2000	220	55	56	79,5	0,395	0,405	0,585

Таблица 16

Данные измерений характеристик изоляции

Даты измерений		20.11.1982	24.06.1999	20.06.2000
Т измерения, град		58	22	57
ВН-НН+К	R60	210	1800	145
	R15	180	1400	116
	Tg	0,7	0,23	0,74
	C	13300	11200	13700
	K	1,17	1,29	1,25
НН-ВН+К	R60	200	1500	138
	R15	90	1100	109
	Tg	1,47	0,54	1,24
	C	24000	23700	24800
	K	2,22	1,36	1,27
ВН+НН-К	R60	200	1900	203
	R15	170	1300	145
	Tg	1,69	0,9	2,13
	C	31000	29700	34090
	K	1,18	1,46	1,4

Таблица 18

Данные измерения сопротивлений обмоток постоянному току

фаза	A0/AB			B0/BC			C0/AC		
Дата	20.11.82	24.06.99	20.06.00	20.11.82	24.06.99	20.06.00	20.11.82	24.06.99	20.06.00
№ ст	обмотка ВН								
1	0,124	0,1225	0,1227	0,1245	0,1212	0,1215	0,124	0,12	0,121
2	0,121	0,1176	0,1178	0,121	0,1183	0,1186	0,121	0,118	0,119
3	0,1175	0,1161	0,1162	0,1185	0,1159	0,116	0,119	0,115	0,116
4	0,1145	0,1135	0,1137	0,116	0,1124	0,1129	0,115	0,113	0,113
5	0,112	0,1107	0,1109	0,112	0,1103	0,1105	0,112	0,111	0,111
	обмотка НН								
1	0,00171	0,00168	0,0017	0,00172	0,00169	0,00171	0,00173	0,00170	0,00169
<i>t</i> измерения	20.11.82: 30 °С			<i>t</i> измерения 24.06.99: 26 °С			<i>t</i> измерения 20.06.00: 25 °С		

ВАРИАНТ 7–8

Дать оценку технического состояния силового трансформатора по каждому виду измерения: на 7 вариант — март 1998 г.; 8 вариант — ноябрь 1999 г.

Таблица 19

Паспорт трансформатора

Наименование	Группа соединения			Тип
1 Т ТДТН 40000/110	Y ₀ /Y ₀ /Д — 0–11			ТДТН
Год изготовления	Ввод в эксплуатацию			Завод. №
1972	15.12.1973			4730
Обмотки	$P_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	Материал
ВН	40	115	200,8	медь
СН	40	38,5	600	медь
НН1	40	6,3	2117	медь
$P_{\text{ххн}}$, кВт	63,6	Тип защиты		Климатическое исполнение
Изготовитель	ТТЗ	своб. дых.		У1

Таблица 20

Данные хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле

Даты анализа	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
Вариант 7							
20.10.1997	0,0026	0,379	0,058	0,00848	0,0214	0,00138	0,0038
04.12.1997	0,005	0,338	0,045	0,00956	0,0139	0,00087	0,005
02.03.1998	0,021	0,15	0,032	0,0189	0,0056	0,000191	0,008
Вариант 8							
07.07.1999	0,0005	0,236672	0,028	0,002022	0,011072	0,00136	0,001801
13.09.1999	0,007	0,266	0,034	0,0026	0,0118	0,00129	0,0018
19.11.1999	0,01399	0,21	0,053414	0,013	0,008935	0,00072	0,001197

Таблица 21

Данные физико-химического анализа масла

Даты анализа	H_2O , г/т	$U_{пр}$, кВ	КОН, мгКОН/т	Мех. примеси, г/т	$T_{всп}$, град	РВВ, мгКОН/т	$Tg\ D_{MB}\ 90t$, %	$Tg\ D_{MB}\ 70t$, %	$Tg\ D_{mH}\ 70t$, %	Фурановые производные, %	Антиокислительная способность, %	Растворимый шлам, %
02.03.1998	18,8	78	0,06		142	0,009	2	0,5		0,001	0,1	0,004
19.11.1999	12,4	57,2	0,08	7	144	0,012	1,01			0,001	0,3	0,007

Таблица 22

Данные результатов опыта холостого хода

Параметры схемы измерения	$U_{хх}$, В	Мощность $P_{хх}-P_0$, Вт			Ток $I_{хх}$, А		
		АВ закорот. фаза С	ВС закорот. фаза А	АС закорот. фаза В	АВ закорот. фаза С	ВС закорот. фаза А	СА закорот. фаза В
06.06.1972	220	85,5	84	120	0,66	0,652	0,945
02.03.1998	220	116	113,8	169,5	0,77	0,768	1,14
19.11.1999	225	127	110	180			

Таблица 23

Данные измерений характеристик изоляции

Даты измерений		06.06.1972	02.03.1998	19.11.1999
Т измерения, град		30	32	35
ВН-СН+НН+К	R60	1000	1500	1095
	R15	650	0	0
	Tg	0,4	0,16	0,19
	C	12174	11551	12108
	K	1,54	1,33	1,23
СН-НН+ВН+К	R60	1000	1100	805
	R15	450	0	0
	Tg	0,4	0,25	0,27
	C	17111	16957	17454
	K	2,22	1,47	1,28
НН-ВН+СН+К	R60	950	1000	790
	R15	400	0	0
	Tg	0,3	0,22	0,2
	C	16947	16779	17226
	K	2,38	1,43	1,24
ВН+СН-НН+К	R60	600	600	493
	R15	250	0	0
	Tg	0,4	0,23	0,22
	C	28302	30076	28803
	K	2,4	1,5	1,25
ВН+СН+НН-К	R60	1150	1500	1015
	R15	750	0	0
	Tg	0,5	0,21	0,3
	C	14369	14232	14376
	K	1,53	1,25	1,25

Таблица 24

Данные измерения сопротивлений обмоток постоянному току

фаза	A0/AB		B0/BC		C0/AC				
Дата	06.06.72	02.03.98	19.11.99	06.06.72	02.03.98	19.11.99	06.06.72	02.03.98	19.11.99
№ ст	обмотка ВН								
1	0,665	0,659		0,665	0,661		0,665	0,659	
2	0,65	0,646		0,65	0,647		0,65	0,645	
3	0,635	0,633		0,635	0,633		0,635	0,633	
4	0,6225	0,62		0,6225	0,62		0,623	0,62	
5	0,6075	0,605		0,6075	0,607		0,608	0,605	
6	0,5925	0,593		0,5925	0,593		0,593	0,593	
7	0,5775	0,579		0,5775	0,58		0,578	0,579	
8	0,5625	0,565	0,565	0,5625	0,565	0,569	0,563	0,565	0,564
9	0,55	0,552	0,549	0,55	0,553	0,557	0,55	0,552	0,55
10	0,535	0,533	0,534	0,535	0,532	0,535	0,535	0,532	0,535
11	0,5374	0,53		0,5374	0,53		0,537	0,53	
обмотка СН									
1	0,0455	0,048	0,449	0,0455	0,048	0,447	0,046	0,048	0,447
2	0,0445	0,0465	0,441	0,0445	0,0463	0,457	0,045	0,046	0,457
3	0,0437	0,0447		0,0437	0,0447		0,044	0,045	
4	0,0428	0,0435		0,0428	0,0435		0,043	0,044	
5	0,0418	0,0423		0,0418	0,0423		0,042	0,042	
обмотка НН									
1	0,0228	0,00273	0,003	0,0225	0,00273	0,0029	0,0225	0,003	0,0031
t измерения	06.06.72: 30 °С		02.03.98: 30 °С		19.11.99: 28 °С		t измерения 19.11.99: 28 °С		

ВАРИАНТ 9–10

Дать оценку технического состояния силового трансформатора по каждому виду измерения: на 9 вариант — январь 2001 г.; 10 вариант — март 2003 г.

Таблица 25

Паспорт трансформатора

Наименование	Группа соединения			Тип
1 АТ АТДЦТН-125000/220/110–68	Yo авто/Д-0–11			АТДЦТН
Год изготовления	Ввод в эксплуатацию			Завод. №
1972	01.01.1973			84716
Обмотки	$P_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Материал
ВН	125	230	313	медь
СН	125	121	595	медь
НН1	63	10,5	3464	медь
$P_{\text{ххн}}, \text{кВт}$	87,9	Тип защиты		Климатическое исполнение
Изготовитель	П/я М5972	плёночная защита		У1

Таблица 26

Данные хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле

Даты анализа	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
Вариант 9							
12.08.1999	0,0005	0,327969	0,005	0,002527	0,007755	0,00005	0,001153
18.07.2000	0,0007	0,639713	0,022317	0,009428	0,009712	0,0003	0,001494
30.01.2001	0,013	0,3497	0,029672	0,015	0,012353	0,0012	0,001175
Вариант 10							
28.08.2002	0,0006	0,307533	0,02497	0,00291	0,00914	0,00005	0,002236
24.01.2003	0,008	0,428804	0,05614	0,003688	0,010347	0,000014	0,002471
17.03.2003	0,03476	0,390672	0,08078	0,008929	0,008227	0,0029	0,004256

Таблица 27

Данные физико-химического анализа масла

Даты анализа	H ₂ O, г/т	U _{пр} , кВ	КОН, мтКОН/г	Мех. примеси, г/т	T _{всп} , град	PВВ, мтКОН/г	Tg DmB 90t, %	Tg DmB 70t, %	Газосодерж. объем. %	Фурановые производные, %	Антиокислительн. присадка, %	Растворимый шлам, %
30.01.2001	21,6	74	0,025	0	148	0,001	2	1,52	4,8	0,001	0,1	0,004
17.03.2003	19,4	76,4	0,02	5	146	0,001	13,4	10		0,006	0,3	0,001

Таблица 28

Данные результатов опыта холостого хода

Параметры схемы измерения	U _{хх} , В	Мощность P _{хх} -P ₀ , Вт			Ток I _{хх} , А		
		АВ закороч. фаза С	ВС закороч. фаза А	АС закороч. фаза В	АВ закороч. фаза С	ВС закороч. фаза А	СА закороч. фаза В
06.06.1972	220	68,2	68,2	106	0,26	0,26	0,46
30.01.2001	220	48,4	50,8	112	0,35	0,39	0,56
17.03.2003	220	49	49,6	71	0,34	0,352	0,508

Таблица 29

Данные измерений характеристик изоляции

Даты измерений	06.06.1972		30.01.2001	17.03.2003
Т измерения, град	33		30	32
ВН-НН+К	R60	490	226	231
	R15	310	0	0
	Tg	0,3	0,93	0,8
	C	15288	15308	15338
	K	1,58	1,8	1,6
НН-ВН+К	R60	850	352	332
	R15	340	0	0
	Tg	0,3	0,8	0,8
	C	17669	17688	17768
	K	2,5	2,3	2,1
ВН+НН-К	R60	360	186	186,2
	R15	230	0	0
	Tg	0,4	1	1
	C	18693	18656	18758
	K	1,57	1,85	1,7

Таблица 30

Данные измерения сопротивлений обмоток постоянному току

фаза	A0/AB			B0/BC			C0/AC		
Дата	06.06.72	30.01.01	17.03.03	06.06.72	30.01.01	17.03.03	06.06.72	30.01.01	17.03.03
№ ст	обмотка ВН								
1	0,318	0,32	0,32	0,318	0,32	0,321	0,318	0,32	0,32
2	0,312	0,316	0,318	0,312	0,316	0,319	0,312	0,314	0,319
3	0,306	0,31	0,312	0,306	0,31	0,311	0,306	0,31	0,311
4	0,3	0,305	0,34	0,3	0,304	0,34	0,3	0,302	0,341
5	0,294	0,295	0,299	0,294	0,297	0,3	0,294	0,296	0,3
6	0,288	0,29	0,292	0,288	0,29	0,291	0,288	0,29	0,291
7	0,28	0,284	0,287	0,28	0,284	0,286	0,28	0,284	0,286
8	0,28	0,284	0,282	0,28	0,284	0,281	0,28	0,284	0,281
9	0,28	0,284	0,281	0,28	0,284	0,281	0,28	0,284	0,28
10	0,288	0,29	0,286	0,288	0,291	0,287	0,288	0,292	0,285
11	0,294	0,295	0,290	0,294	0,294	0,291	0,294	0,296	0,291
	обмотка СН								
1	0,62	0,6177	0,62	0,62	0,62	0,621	0,621	0,6189	0,63
	обмотка НН								
1	0,0048	0,00482	0,0487	0,0048	0,0048	0,0482	0,00485	0,004821	0,048
t измерения	06.06.72: 33 °С			t измерения 30.01.01: 30 °С			t измерения 17.03.03: 32 °С		

ВАРИАНТ 11–12

Дать оценку технического состояния силового трансформатора по каждому виду измерения: на 11 вариант — апрель 2001 г.; 12 вариант — март 2002 г.

Таблица 31

Паспорт трансформатора

Наименование	Группа соединения			Тип
2 Т ТРДЦН-63000/220/ 10/10–74У1	Yo/Д – Д –11–11			ТРДЦН
Год изготовления	Ввод в эксплуатацию			Завод. №
1983	06.06.1997			14025
Обмотки	$P_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Материал
ВН	63	220	158	медь
НН 1	31,5	10	1655	медь
НН 2	31,5	10	1655	медь
Изготовитель	ТТЗ	Тип защиты		Климатическое исполнение
$P_{\text{ххн}}, \text{кВт}$	72	своб. дых.		У1

Таблица 32

Данные хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле

Даты анализа	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
Вариант 11							
17.11.2000	0,0005	0,301398	0,012148	0,013067	0,057605	0,001476	0,007302
10.04.2001	0,0069	0,363	0,01	0,025	0,1	0,00316	0,01
23.04.2001	0,0704	0,424	0,0159	0,0768	0,1024	0,0041	0,01148
Вариант 12							
26.08.2001	0,0005	0,23	0,02	0,0104	0,0266	0,00106	0,0069
28.01.2002	0,0005	0,324	0,046	0,00858	0,036	0,00148	0,008
06.03.2002	0,0085	0,723991	0,095563	0,008584	0,056163	0,00784	0,00802

Таблица 33

Данные физико-химического анализа масла

Даты анализа	H_{20} , г/т	$U_{пр}$, кВ	КОН, мгКОН/т	Мех. примеси, г/т	$T_{всп}$, град	РВВ, мгКОН/т	$Tg_{DmB\ 90t}$, %	$Tg_{DmB\ 70t}$, %	$Tg_{DmH\ 70t}$, %	Фурановые производные, %	Антиокислительная присадка, %	Растворимый шлам, %
23.04.2001	24,7	78	0,1	26	144		0,25			0,001	0,2	0,004
06.03.2002	14,2	76,4	0,15	7	144	0,01	0,7				0,3	0,001

Таблица 34

Данные результатов опыта холостого хода

Параметры схемы изме- рения	$U_{xx},$ В	Мощность $P_{xx}-P_0$, Вт			Ток $I_{xx},$ А		
		АВ зако- роч. фаза C	ВС закороч. фаза A	АС за- короч. фаза B	АВ зако- роч. фаза C	ВС за- короч. фаза A	СА закороч. фаза B
01.07.1989	220	40,5	40	56	0,29	0,28	0,42
23.04.2001	225	40,6	48	60	0,302	0,34	0,48
06.03.2002	220	220	43	44	63	0,312	0,335

Таблица 35

Данные измерений характеристик изоляции

Даты измерений	01.07.1989	23.04.2001	06.03.2002
Т измерения, град	56	50	10
ВН-НН1+НН2+К	R60	625	7000
	R15	530	0
	Tg	0,22	0,21
	C	12294	11720
	K	1,18	0
НН1-ВН+НН2+К	R60	1000	9000
	R15	750	0
	Tg	0,44	0,27
	C	8332	8217
	K	1,33	0
НН2-ВН+НН1+К	R60	1030	8000
	R15	790	0
	Tg	0,32	0,24
	C	8547	8434
	K	1,3	0

Данные измерения сопротивлений обмоток постоянному току

Таблица 36

фаза	АО/AB		В0/BC		C0/AC	
Дата	01.07.89	23.04.01	01.07.89	23.04.01	01.07.89	23.04.01
№ ст	обмотка ВН					
1	1,44	1,442	1,445	1,442	1,44	1,46
2	1,425	1,425	1,43	1,43	1,485	1,44
3	1,41	1,41	1,415	1,416	1,41	1,41
4	1,395	1,396	1,4	1,401	1,395	1,395
5	1,38	1,382	1,385	1,383	1,38	1,38
6	1,365	1,37	1,37	1,371	1,365	1,365
7	1,35	1,35	1,355	1,356	1,35	1,351
8	1,335	1,332	1,34	1,341	1,335	1,341
9	1,32	1,325	1,325	1,324	1,32	1,322
10	1,305	1,303	1,31	1,315	1,305	1,305
11	1,295	1,298	1,3	1,3	1,295	1,292
12	1,29	1,28	1,285	1,282	1,28	1,28
13	1,265	1,27	1,27	1,27	1,265	1,264
14	1,265	1,27	1,27	1,27	1,265	1,264
15	1,265	1,27	1,27	1,27	1,265	1,264
16	1,28	1,28	1,285	1,285	1,28	1,282
	обмотка НН1					
1	0,00975	0,01	0,0109	0,01	0,0108	0,01
	обмотка НН2					
1	0,0099	0,01	0,0108	0,0099	0,0107	0,012
t	измерения 01.07.89; 20 °С		t измерения 23.04.01; 19 °С		t измерения 06.03.02; 48 °С	

ВАРИАНТ 13–14

Дать оценку технического состояния силового трансформатора по каждому виду измерения: на 13 вариант — май 1998 г.; 14 вариант — июль 2000 г.

Таблица 37

Паспорт трансформатора

Наименование	Группа соединения			Тип
2 АТ АТДЦТГ-240000/ 220/110/10	Уо авто/Д-0–11			АТДЦТГ
Год изготовления	Ввод в эксплуатацию			Завод. №
1968	21.06.1969			74342
Обмотки	$P_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Материал
ВН	240	230	602	Медь
СН	240	121	1145	Медь
НН1	90	11	4730	Медь
$P_{\text{ххн}}, \text{кВт}$	87,9	Тип защиты		Климатическое исполнение
Изготовитель	ЗТЗ	своб. дых.		У1

Таблица 38

Данные хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле

Даты анализа	H_2	CO_2	CO	CH_4	C_2H_4	C_2H_2	C_2H_6
Вариант 13							
02.02.1998	0,004	0,79	0,034	0,015	0,0073	0,00013	0,011
27.03.1998	0,008	0,8	0,055	0,026	0,0089	0,00005	0,012
18.05.1998	0,032	0,88	0,086	0,03	0,022	0,00005	0,025
Вариант 14							
30.11.1999	0	0,903478	0,017479	0,006065	0,0030619	0,00005	0,0033
14.03.2000	0	1,498291	0,022516	0,003875	0,0091215	0,00005	0,00645
13.07.2000	0	0,14174	0,09925	0,003638	0,010918	0,00005	0,01224

Таблица 39

Данные физико-химического анализа масла

Даты анализа	H ₂ O, г/т	U _{пр} , кВ	КОН, мгКОН/т	Мех. примеси, г/т	T _{всп} , град	РВВ, мгКОН/т	T _г ДмВ 90т, %	T _г ДмВ 70т, %	Фурановые про-изводные, %	Антиокислит. присадка, %	Растворимый шлам, %	Газосодерж. объем. %
18.05.1998	21,5	78	0,31	5	136	0,005	3,9		0,001	0,2	0,004	
13.07.2000	17,3	76,8	0,045	7	138	0,002	5,3		0,0008	0,3	0,001	

Таблица 40

Данные результатов опыта холостого хода

Параметры схемы изме- рения	U_{xx} , В	Мощность $P_{xx}-P_0$, Вт			Ток I_{xx} , А		
		АВ за- короч. фаза С	ВС зако- роч. фаза A	АС зако- роч. фаза B	АВ закороч. фаза С	ВС закороч. фаза A	СА за- короч. фаза B
01.06.1968	380	111	112	168	0,5	0,51	0,8
18.05.1998	380	167,2	167,2	247,5	0,68	0,68	1,03
13.07.2000	380	170	167	259	0,865	0,742	1,22

Таблица 41

Данные измерений характеристик изоляции

Даты измерений	01.06.1968		18.05.1998		13.07.2000	
Т измерения, град	43		67		42	
ВН-НН+К	R60	400	169,6		150	
	R15	200	127,2		125	
	Tg	0,1	0,09		0,75	
	C	10900	17301		17638	
	K	2	1,33		1,2	
НН-ВН+К	R60	450	116,6		130	
	R15	200	79,5		95	
	Tg	0,1	0,09		0,69	
	C	11300	22209		22739	
	K	2,25	1,47		1,37	
ВН+НН-К	R60	240	127,2		130	
	R15	120	84,8		95	
	Tg	0,1	0,1		0,76	
	C	12700	23254		23765	
	K	2	1,5		1,37	

Таблица 42

Данные измерения сопротивлений обмоток постоянному току

фаза	A0/AB		B0/BC		C0/AC	
Дата	01.06.68	18.05.98	13.07.00	01.06.68	18.05.98	13.07.00
№ ст	обмотка ВН					
1	0,315	0,326	0,332	0,317	0,325	0,316
2	0,306	0,321	0,327	0,307	0,322	0,307
3	0,298	0,316	0,321	0,298	0,316	0,299
4	0,291	0,311	0,306	0,291	0,310	0,292
5	0,28	0,306	0,301	0,281	0,305	0,282
	обмотка СН					
1	0,144	0,15	0,143	0,143	0,15	0,143
	обмотка НН					
1	0,0047	0,0054	0,00472	0,00489	0,0054	0,00488
t измерения 01.06.68: 42 °С			t измерения 18.05.98: 59 °С		t измерения 13.07.00: 40 °С	

ВАРИАНТ 15–16

Дать оценку технического состояния силового трансформатора по каждому виду измерения: на 15 вариант — май 1998 г.; 16 вариант — июль 2000 г.

Таблица 43

Паспорт трансформатора

Наименование	Группа соединения			Тип
1 АТ АТДЦТН-125000/220	Yo авто/Д-0–11			АТДЦТН
Год изготовления	Ввод в эксплуатацию			Завод. №
1966	31.12.1968			61270
Обмотки	$P_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Материал
ВН	125	230	314	алюм
СН	125	115	626	алюм
НН1	60	10.5	3300	алюм
Изготовитель	ЗТЗ	Тип защиты		Климатическое исполнение
$P_{\text{ххн}}, \text{кВт}$	115	плёночная защита		У1

Таблица 44

Данные хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле

Даты анализа	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
Вариант 15							
08.06.1999	0,0005	0,764506	0,05251	0,002271	0,010993	0,001601	0,002479
09.09.1999	0,005	0,775	0,0603	0,00279	0,0109	0,00635	0,0024
21.03.2000	0,05	1,092928	0,074081	0,02963	0,009036	0,00745	0,002857
Вариант 16							
14.11.2000	0,0005	1,146416	0,012278	0,001783	0,008676	0,0005	0,002415
19.12.2000	0,003	1,156321	0,040778	0,001871	0,007989	0,0005	0,001842
15.03.2001	0,021	0,713605	0,068858	0,009772	0,008584	0,000098	0,000463

Таблица 45

Данные физико-химического анализа масла

Даты анализа	H ₂ O, г/т	U _{лр} , кВ	КОН, мКОН/г	Мех. примеси, г/т	T _{всп} , град	PВВ, мКОН/г	T _г D _{мВ} 90г, %	T _г D _{мВ} 70г, %	Фурановые производные, %	Антиокислит. присадка, %	Растворимый шлам, %	Газосодерж. обь-ем, %
21.03.2000	16,2	72	0,057	3	138	0,005	1,3		0,004	0,2	0,003	2
15.03.2001	20,7	48	0,065	5	141	0,009	2,4		0,0008	0,1	0,002	3

Таблица 46

Данные результатов опыта холостого хода

Параметры схемы изме- рения	$U_{xx},$ В	Мощность $P_{xx}-P_0, \text{ Вт}$			Ток $I_{xx}, \text{ А}$		
		АВ зако- роч. фаза C	ВС закороч. фаза A	АС за- короч. фаза B	АВ зако- роч. фаза C	ВС закороч. фаза A	СА зако- роч. фаза B
12.06.1966	380	132,6	132,6	198,6	0,66	0,66	1,03
21.03.2000	380	220	228	330	0,86	0,89	1,37
15.03.2001	380	195,8	195,8	299,3	0,82	0,87	1,32

Таблица 47

Данные измерений характеристик изоляции

Даты измерений		12.06.1966	21.03.2000	15.03.2001
Т измерения, град		34	33	32
ВН-НН+К	R60	640	596	944
	R15	420	0	0
	Tg	0,3	0,22	0,31
	C	14000	14073	14048
	K	1,52	1,45	1,45
НН-ВН+К	R60	380	340	708
	R15	230	0	0
	Tg	0,3	0	0,5
	C	16006	15926	16226
	K	1,65	1,5	1,33
ВН+НН-К	R60	360	507	708
	R15	220	0	0
	Tg	0,3	0,32	0,4
	C	16870	16224	17959
	K	1,64	1,38	1,33

Таблица 48

Данные измерения сопротивлений обмоток постоянному току

фаза	А0/АВ		В0/ВС		С0/АС	
Дата	12.06.66	21.03.00	15.03.01	12.06.66	21.03.00	15.03.01
№ ст	обмотка ВН					
1	0,364	0,3891	0,392	0,362	0,389	0,387
2	0,357	0,3836	0,383	0,357	0,382	0,381
3	0,352	0,376	0,379	0,352	0,377	0,375
4	0,346	0,3706	0,369	0,344	0,37	0,37
5	0,34	0,364	0,368	0,334	0,366	0,365
6	0,334	0,358	0,362	0,334	0,36	0,36
7	0,328	0,353	0,354	0,33	0,354	0,349
8	0,322	0,346	0,345	0,323	0,3466	0,34
9	0,317	0,341	0,339	0,315	0,34	0,334
10	0,31	0,334	0,332	0,311	0,332	0,33
11	0,304	0,327	0,325	0,306	0,325	0,324
12	0,299	0,32	0,319	0,299	0,319	0,316
13	0,292	0,312	0,314	0,293	0,3128	0,314
	обмотка СН					
1	0,763	0,825	0,817	0,762	0,82	0,819
	обмотка НН					
1	0,007098	0,00856	0,00854	0,00798	0,00854	0,00856
<i>t</i> измерения	12.06.66: 18 °С			<i>t</i> измерения	21.03.00: 33 °С	<i>t</i> измерения
						15.03.01: 40 °С

ВАРИАНТ 17–18

Дать оценку технического состояния силового трансформатора по каждому виду измерения: на 17 вариант — 06.04.2001 г.; 18 вариант — 03.03.2003 г.

Таблица 49

Паспорт трансформатора

Наименование	Группа соединения			Тип
2 Т ТРДЦН-63000/ 220/10/10–74У1	Yo/Д -Д –11–11			ТРДЦН
Год изготовления	Ввод в эксплуатацию			Завод. №
1985	07.06.1998			14022
Обмотки	$P_{\text{ном}},$ МВА	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ А	Материал
ВН	63	220	158	медь
НН 1	31,5	10	1655	медь
НН 2	31,5	10	1655	медь
Изготовитель	ТТЗ	Тип защиты		Климатическое исполнение
$P_{\text{хн}},$ кВт	72	своб.дых.		У1

Таблица 50

Данные хроматографического анализа газов,
растворенных в трансформаторном масле

Даты анализа	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
Вариант 17							
03.02.1999	0,0005	0,081	0,009	0,00203	0,0011	0,00034	0,0013
19.03.2001	0,04	0,31822	0,015416	0,019722	0,036007	0,003456	0,00856
06.04.2001	0,056	0,531	0,01	0,0733	0,0698	0,00391	0,0087
Вариант 18							
17.09.2001	0	0,222	0,005	0,00162	0,008	0,002	0,0017
28.02.2002	0,01	0,324	0,046	0,00858	0,016	0,00148	0,008
03.03.2003	0,028	0,095249	0,03099	0,03925	0,020613	0,000508	0,01717

Таблица 51

Данные физико-химического анализа масла

Даты анализа	H ₂ O, г/т	U _{пр} , кВ	КОН, мгКОН/т	Мех. примеси, г/т	T _{всп} , град	PВВ, мгКОН/т	T _г ДмВ 90т, %	T _г ДмВ 70т, %	T _г ДмН 70т, %	Фурановые производные, %	Антиокислит. присадка, %	Растворимый шлам, %
06.04.2001	14,7	78	0,01	3	144	0,001	0,25			0,0004	0,2	0,0002
03.03.2003	14	76,8	0,07	12	143	0	0,3			0,001	0,3	0,0001

Таблица 52

Данные результатов опыта холостого хода

Параметры схемы измерения	U _{хх} , В	Мощность P _{хх} -P ₀ , Вт				Ток I _{хх} , А			
		АВ зако- роч. фаза С	ВС зако- роч. фаза А	АС зако- роч. фаза В	АВ зако- роч. фаза С	ВС зако- роч. фаза А	СА зако- роч. фаза В		
07.06.1998	220	40,5	41	54	0,29	0,28	0,41		
06.04.2001	225	40,6	48	63	0,302	0,36	0,48		
03.03.2003	220	45	44	63	0,297	0,313	0,325		

Таблица 53

Данные измерений характеристик изоляции

Даты измерений		07.06.1998	06.04.2001	03.03.2003
Т измерения, град		10	56	20
ВН-НН1+НН2+К	R60	7000	6560	10000
	R15	0	0	0
	Tg	0,21	0,22	0,14
	C	11720	11635	11800
НН1-ВН+НН2+К	R60	9000	4920	10000
	R15	0	0	0
	Tg	0,27	0,25	0,24
	C	8217	8217	8193
НН2-ВН+НН1+К	R60	8000	4100	10000
	R15	0	0	0
	Tg	0,24	0,25	0,19
	C	8434	8390	8411

Таблица 54

Данные измерения сопротивлений обмоток постоянному току

фаза	A0/AB		B0/BC		C0/AC	
Дата	07.06.98	06.04.01	03.03.03	07.06.98	06.04.01	03.03.03
№ ст	обмотка ВН					
1	1,44	1,442	1,62	1,445	1,442	1,64
					1,44	1,46
						1,602

2	1,425	1,425	1,60	1,43	1,43	1,61	1,485	1,44	1,59
3	1,41	1,41	1,58	1,415	1,416	1,60	1,41	1,41	1,57
4	1,395	1,396	1,55	1,4	1,401	1,57	1,395	1,395	1,55
5	1,38	1,382	1,53	1,385	1,383	1,55	1,38	1,38	1,535
6	1,365	1,37	1,51	1,37	1,371	1,53	1,365	1,365	1,506
7	1,35	1,35	1,49	1,355	1,356	1,51	1,35	1,351	1,48
8	1,335	1,332	1,47	1,34	1,341	1,48	1,335	1,341	1,46
9	1,32	1,325	1,45	1,325	1,324	1,46	1,32	1,322	1,44
10	1,305	1,303	1,43	1,31	1,315	1,44	1,305	1,305	1,435
11	1,295	1,298	1,445	1,3	1,3	1,435	1,295	1,292	1,425
12	1,29	1,28	1,42	1,285	1,282	1,42	1,28	1,28	1,415
13	1,265	1,27	1,40	1,27	1,27	1,41	1,265	1,264	1,40
14	1,265	1,27	1,41	1,27	1,27	1,40	1,265	1,264	1,39
15	1,265	1,27	1,40	1,27	1,27	1,41	1,265	1,264	1,39
16	1,28	1,28	1,42	1,285	1,285	1,42	1,28	1,282	1,41
обмотка НН1									
1	0,00975	0,01	0,0109	0,00983	0,01	0,0108	0,0099	0,01	0,0098
обмотка НН2									
1	0,0099	0,01	0,0108	0,0099	0,011	0,0107	0,00983	0,012	0,0096
t измерения 07.06.98: 19 °С			t измерения 06.04.01: 20 °С						
t измерения 03.03.03: 38 °С									

ВАРИАНТ 19–20

Дать оценку технического состояния силового трансформатора по каждому виду измерения на 19 вариант – 18.01.2001 г.; 20 вариант – 06.03.2003 г.

Таблица 55

Паспорт трансформатора

Наименование	Группа соединения			Тип
Т-1–10	Yo/Yo/Д –0–11			ТДТН
Год изготовления	Ввод в эксплуатацию			Завод. №
1976	21.05.1983			7763
Обмотки	$P_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Материал
ВН	10	115	50,2	алюм
СН	10	38,5	150	алюм
НН1	10	11	525	алюм
Изготовитель	ТТЗ	Тип защиты		Климатическое исполнение
$P_{\text{ххн}}, \text{кВт}$	17,3	своб. дых.		У1

Таблица 56

Данные хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле

Даты анализа	H_2	CO_2	CO	CH_4	C_2H_4	C_2H_2	C_2H_6
Вариант 19							
24.11.2000	0,00674	0,282917	0,004749	0,033457	0,05668	0,000643	0,003041
21.12.2000	0,00862	0,272772	0,007621	0,039418	0,095856	0,000656	0,004529
18.01.2001	0,05465	0,23619	0,05565	0,040113	0,148178	0,003225	0,005619
Вариант 20							
17.09.2001	0,0011	0,222	0,005	0,0162	0,068	0,002	0,0087
28.02.2002	0,00760	0,324	0,046	0,00858	0,056	0,00148	0,008
06.03.2003	0,0698	0,05293	0,01013	0,00927	0,001963	0,00087	0,001047

Таблица 57

Данные физико-химического анализа масла

Даты анализа	H ₂ O, г/т	U _{пр} , кВ	КОН, мгКОН/т	Мех. примеси, г/т	T _{всп} , град	РВВ, мгКОН/т	T _g ДмВ 90т, %	T _g ДмВ 70т, %	T _g ДмН 70т, %	Фурановые производные, %	Антиокислит. присадка, %	Растворимый шлам, %
18.01.2001	15,5	70	0,015	12	138	0,009	6,97	3,17		0,0005	0,2	0,0003
06.03.2003	8	67,2	0,017	2	138	0,009	6,97	3,17			0,3	0,0001

Таблица 58

Данные измерений характеристик изоляции

СН-НН+ВН+К	R60	1200	380	200	350	220
	R15	700	350	130	300	200
	Tg	0,8	0,6	0,49	0	0,3
	C	16804	16751	16371	0	15843
	K	1,71	1,09	1,54	1,17	0
НН-ВН+СН+К	R60	1000	440	300	400	200
	R15	700	400	200	350	150
	Tg	0,9	0,7	0,6	0,52	0,52
	C	16804	16237	15896	16983	16983
	K	1,43	1,1	1,5	1,14	1,33

Таблица 59

Данные результатов опыта холостого хода

Параметры схемы измерения	$U_{xx}, В$	Мощность $P_{xx}-P_0, Вт$			Ток $I_{xx}, А$		
		AB закороч. фаза C	BC закороч. фаза A	AC закороч. фаза B	AB закороч. фаза C	BC закороч. фаза A	CA закороч. фаза B
21.05.1981	220	10,5	12	15			
18.01.2001	246	9	10	12	0,065	0,07	0,095
06.03.2003	225	12	12	18	0,11	0,105	0,12

Таблица 60

Данные измерения сопротивлений обмоток постоянного току

Фаза	A0/AB			B0/BC			C0/AC		
Дата	21.05.81	18.01.01	06.03.03	21.05.81	18.01.01	06.03.03	21.05.81	18.01.01	06.03.03
№ ст	обмотка ВН								
1	1,44	1,442	1,62	1,445	1,442	1,64	1,44	1,46	1,602
2	1,425	1,425	1,60	1,43	1,43	1,61	1,485	1,44	1,59
3	1,41	1,41	1,58	1,415	1,416	1,60	1,41	1,41	1,57
4	1,395	1,396	1,55	1,4	1,401	1,57	1,395	1,395	1,55
5	1,38	1,382	1,53	1,385	1,383	1,55	1,38	1,38	1,535
6	1,365	1,37	1,51	1,37	1,371	1,53	1,365	1,365	1,506

7	1,35	1,35	1,49	1,355	1,356	1,51	1,35	1,351	1,48
8	1,335	1,332	1,47	1,34	1,341	1,48	1,335	1,341	1,46
9	1,32	1,325	1,45	1,325	1,324	1,46	1,32	1,322	1,44
10	1,305	1,303	1,43	1,31	1,315	1,44	1,305	1,305	1,435
11	1,295	1,298	1,445	1,3	1,3	1,435	1,295	1,292	1,425
12	1,29	1,28	1,42	1,285	1,282	1,42	1,28	1,28	1,415
13	1,265	1,27	1,40	1,27	1,27	1,41	1,265	1,264	1,40
14	1,265	1,27	1,41	1,27	1,27	1,40	1,265	1,264	1,39
15	1,265	1,27	1,40	1,27	1,27	1,41	1,265	1,264	1,39
16	1,28	1,28	1,42	1,285	1,285	1,42	1,28	1,282	1,41
обмотка СН									
1	0,00975	0,01	0,0109	0,00983	0,01	0,0108	0,0099	0,01	0,0098
обмотка НН									
1	0,0099	0,01	0,0108	0,0099	0,011	0,0107	0,00983	0,012	0,0096
t измерения 21.05.81: 20 °С			t измерения 18.01.01: 14 °С			t измерения 06.03.03: 17 °С			

Учебное издание

Давиденко Ирина Васильевна

**ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ
ТРАДИЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ**

Редактор *В. О. Корионова*
Верстка *Е. В. Ровнушкиной*

Подписано в печать 18.01.2016. Формат 60×84 1/16.
Бумага писчая. Плоская печать. Усл. печ. л. 5,58.
Уч.-изд. л. 2,5. Тираж 50 экз. Заказ 516.

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: 8 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620075, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8 (343) 350-56-64, 350-90-13
Факс: 8 (343) 358-93-06
E-mail: press-urfu@mail.ru